



**“Propuesta Regulatoria para la sustitución del Mecanismo de Declaración de Precios de Gas Natural”**

**Tesis presentada en satisfacción de los requerimientos para obtener el grado de Maestro en Gestión de la Energía por:**

Grabiél Arcangel Abadie Valencia  
Daniel Andrés Acosta Mercado  
Juan Paúl Elías Rojas Jaén  
George Anthony Tuñón Lévano

**Programa Maestría en Gestión de la Energía**

**Lima, 06 de abril de 2019.**

Esta tesis

**“Propuesta Regulatoria para la sustitución del Mecanismo de Declaración de Precios de Gas Natural”**

Ha sido aprobada el día 06 de abril de 2019.

.....  
Arturo Vásquez Cordano PhD (Jurado)

.....  
Miguel Révolo Acevedo PhD (Jurado)

.....  
César A. Fuentes Cruz PhD (Asesor)

Universidad ESAN  
2019

## DEDICATORIA

A mi familia.

**Grabiél Arcangel Abadie Valencia**

A mi familia.

**Daniel Andrés Acosta Mercado.**

A mi familia.

**Juan Paúl Elías Rojas Jaén**

A mi familia.

**George Anthony Tuñón Lévano.**

## ÍNDICE GENERAL

RESUMEN EJECUTIVO.....	1
Capítulo I. Introducción.....	7
1.1. Marco de la Tesis .....	7
1.2. Descripción del Problema .....	7
1.2.1. Inflexibilidades contractuales en el Suministro, Transporte y Distribución de GN .....	7
1.3. Objetivos de las Tesis.....	8
1.3.1. Objetivo General .....	8
1.3.2. Objetivos Específicos.....	8
1.4. Alcance y Limitaciones de las Tesis.....	8
1.5. Organización de la Tesis.....	9
Capítulo II. Marco Conceptual.....	10
2.1. Cuestión Previa .....	10
2.2. Diseño de mercados de Potencia.....	10
2.2.1. Primera opción: Sin pago por Potencia.....	10
2.2.2. Segunda opción: Pago por Potencia .....	11
2.3. Modelos de despacho económico de Energía .....	14
2.3.1. Explicación previa.....	14
2.3.2. Clasificación de los Modelos de Despacho económico.....	16
2.4. Mercado Eléctrico Peruano.....	22
2.4.1. Diseño Organizacional.....	22
2.4.2. Transacciones físicas y transacciones financieras.....	23
2.4.3. Abastecimiento de la demanda regulada y libre .....	24
2.4.4. Separación vertical en la LCE .....	26
2.5. Mercado <i>Spot</i> y Pago por Potencia.....	28
2.6. Mercado Mayorista de Electricidad (MME).....	37
2.6.1. Regulación de las Energías Renovables .....	37
2.6.2. Diseño regulatorio del régimen peruano.....	38
2.6.3. Generación promovida por el Estado .....	44
2.7. El Mercado Peruano de GN.....	46
2.7.1. Reservas nacionales de GN .....	46
2.7.2. Inflexibilidades contractuales en el Suministro de GN .....	47
2.7.3. Inflexibilidades en el Transporte.....	49

2.7.4. Inflexibilidades en la Distribución de GN .....	50
2.8. Conclusiones del Capítulo .....	50
Capítulo III. Análisis y diagnóstico del problema.....	51
3.1. Problema principal: Inflexibilidad contractual de los contratos de Suministro de GN, Transporte y Distribución.....	51
3.1.1. Inflexibilidades contractuales en el Suministro de GN .....	54
3.1.2. Inflexibilidades en el Transporte de GN.....	55
3.1.3. Inflexibilidades en la Distribución de GN .....	55
3.1.4. Mercado Electrónico de las subastas de Transferencia de Producción y/o Capacidad de Transporte a Firme de GN (MECAP).....	55
3.2. Hechos que evidenciaron el problema principal .....	58
3.2.1. Mecanismo de declaración de precios .....	58
3.2.2. Nivel de contratación del Suministro y Transporte de GN .....	71
3.3. Consecuencias.....	72
3.3.1. Afectación de la eficiencia asignativa .....	72
3.3.2. Dilema del prisionero y posibilidad de arbitraje.....	75
3.3.3. Costos Marginales “supuestamente bajos” .....	80
3.3.4. Incremento del Cargo Prima RER.....	81
3.3.5. Migración del mercado Usuarios Libres a Regulados .....	83
3.4. Solución transitoria del MEM .....	84
3.5. Soluciones en los mercados comparados .....	87
3.5.1. Caso Chile.....	87
3.5.2. Caso Colombiano .....	91
3.5.3. Caso Mexicano .....	92
Capítulo IV Análisis Costo - Beneficio.....	94
4.1. Metodología.....	94
4.2. Supuestos.....	96
4.2.1. Variables macroeconómicas .....	96
4.2.2. Demanda .....	97
4.2.3. Precios.....	99
4.2.4. Simulación.....	101
4.3. Determinación de Variables de Decisión .....	103
4.4. Descripción de Opciones Regulatorias:.....	103
4.5. Escenarios asociados para cada Opción Regulatoria:.....	104

4.5.1. Escenarios Base:.....	104
4.5.2. Codificación de Escenarios.....	104
4.6. Resultados:.....	105
4.6.1. Opción Regulatoria 1 (OR1) .....	105
4.6.2. Opción Regulatoria 2 (OR2) .....	111
4.6.3. Opción Regulatoria 3 (OR3) .....	118
4.6.4. Opción Regulatoria 4 (OR4) .....	126
4.6.5. Opción Regulatoria 5 (OR5) .....	133
4.7. Evaluación de opciones de operación en el Mercado de Corto Plazo (MCP) .....	134
4.7.1 Optimización de acuerdo a los Costos Contractuales.....	135
4.7.2. Optimización convirtiendo a costo variable el Suministro y Transporte .....	139
4.7.3. Optimización convirtiendo a costo variable el Suministro, Transporte y Distribución .....	142
4.7.4. Optimización convirtiendo a costo variable el Suministro .....	145
4.7.5. Resumen de modelamiento .....	148
4.7.6. Conclusión .....	149
4.8. Propuesta Regulatoria .....	153
4.8.1. Propuesta de Mediano Plazo .....	153
4.8.2. Balance entre el cargo de la Bolsa Común y el Cargo Prima RER .....	158
4.8.3. Propuesta a Largo Plazo sobre el modelo de despacho económico (MCP)..	163
Capítulo V. Conclusiones y recomendaciones .....	170
ANEXOS .....	175
BIBLIOGRAFÍA.....	210

## LISTA DE TABLAS

Capítulo II		
Tabla 2-1	Generadoras integradas verticalmente	27
Tabla 2-2	Venta de Energía de Empresas Generadoras Asociadas a Empresas Distribuidoras - 2016	28
Tabla 2-3	Elasticidad Ingresos y Precios – Efectos Promedios (por Percentiles de Ingresos)	30
Tabla 2-4	Estructura Take or Pay de los contratos de suministro	50
Capítulo III		
Tabla 3-1	Escenario haciendo variable el suministro, transporte y distribución de GN	53
Tabla 3-2	Reducción de la prima RER	53
Tabla 3-3	Efecto de la reducción de la prima RER a nivel Tarifario (MT2 y MT4)	54
Tabla 3-4	Estructura Take or Pay de los contratos de suministro	55
Tabla 3-5	Finalización de contratos de transporte firme de gas	72
Tabla 3-6	Información Contractual para calcular el precio mínimo de GN – junio 2018	74
Tabla 3-7	Valorización del GN pagado y no consumido (en Millones U\$S) y su relación con el ingreso por ventas al sector de Generación	76
Tabla 3-8	CRC y CC de transporte y distribución	78
Tabla 3-9	Potencia Efectiva y Contratada a octubre 2017	81
Tabla 3-10	Empresas compradoras netas (Potencia y/o Energía) en el mercado Spot	81
Tabla 3-11	Valorización de la Prima RER (en Millones S/)	86
Capítulo IV		
Tabla 4-1	Escenarios del parámetro WTI (US\$/BBL)	99
Tabla 4-2	Tipo de Cambio	100
Tabla 4-3	Tasas de Crecimiento de Demanda	101
Tabla 4-4	Tablas de Crecimiento de Demanda en GWh	101
Tabla 4-5	Precios de suministro de GN (en US\$/MMBTU)	102
Tabla 4-6	Precios de transporte de GN (en US\$/MMBTU)	103
Tabla 4-7	Precios de distribución de GN (en US\$/MMBTU)	103
Tabla 4-8	Variables de Salida (Variables de decisión)	106
Tabla 4-9	Opciones Regulatorias	106
Tabla 4-10	Descripción de Escenarios base	107
Tabla 4-11	Ejemplos de codificación de Escenarios	108
Tabla 4-12	Costos Marginales (en US\$/MWh), escenarios de OR1, con Gaseoducto	109
Tabla 4-13	Costos Marginales (en US\$/MWh), escenarios de OR1, sin Gaseoducto	110
Tabla 4-14	Consumo de Combustible (en Miles KPC), escenarios de OR1, con Gaseoducto	111
Tabla 4-15	Costo Operativo Promedio en Millones de USD (2019-2030)	112
Tabla 4-16	Gas pagado no consumido, valorización y porcentaje respecto a las ventas de gas al sector generación, Opción OR1	114

Tabla 4-17	Recaudación RER en Millones de US\$, Opción OR1	114
Tabla 4-18	Costos Marginales (en US\$/MWh), escenarios de OR2, con Gaseoducto	115
Tabla 4-19	Costos Marginales (en US\$/MWh), escenarios de OR2, sin Gaseoducto	117
Tabla 4-20	Consumo de Combustible (en Miles KPC), escenarios de OR2, con Gaseoducto	118
Tabla 4-21	Costo Operativo Promedio en Millones de USD (2019-2030)	120
Tabla 4-22	Gas pagado no consumido, valorización y porcentaje respecto a las ventas de gas al sector generación, Opción OR2	121
Tabla 4-23	Recaudación RER en Millones de US\$, Opción OR2	121
Tabla 4-24	Costos Marginales (en US\$/MWh), escenarios de OR3, con Gaseoducto	122
Tabla 4-25	Costos Marginales (en US\$/MWh), escenarios de OR3, sin Gaseoducto	124
Tabla 4-26	Consumo de Combustible (en Miles KPC), escenarios de OR2, con Gaseoducto	125
Tabla 4-27	Costo Operativo Promedio en Millones de USD (2019-2030)	126
Tabla 4-28	Gas pagado no consumido, valorización y porcentaje respecto a las ventas de gas al sector generación, Opción OR3	128
Tabla 4-29	Recaudación RER en Millones de US\$, Opción OR3	129
Tabla 4-30	Costos Marginales (en US\$/MWh), escenarios de OR4, con Gaseoducto	130
Tabla 4-31	CMg (en US\$/MWh), escenarios de OR4, sin Gasoducto.	132
Tabla 4-32	Consumo de Combustible (en Miles KPC), escenarios de OR4, con Gaseoducto	133
Tabla 4-33	Costo Operativo Promedio en Millones de USD (2019-2030)	135
Tabla 4-34	Gas pagado no consumido, valorización y porcentaje respecto a las ventas de gas al sector generación, Opción OR4	136
Tabla 4-35	Recaudación RER en Millones de US\$, Opción OR4	136
Tabla 4-36	Centrales equivalentes (en MW)	139
Tabla 4-37	Producción y Ventas (en GWh)	140
Tabla 4-38	Costo Marginal (US\$/MWh), Transferencias (en GWh y K US\$) y Transferencias más Gas pagado y no consumido (en K US\$)	141
Tabla 4-39	Centrales equivalentes (en MW)	142
Tabla 4-40	Producción y Ventas (en GWh)	143
Tabla 4-41	Costo Marginal (US\$/MWh), Transferencias (en GWh y K US\$) y Transferencias más Gas pagado y no consumido (en K US\$)	144
Tabla 4-42	Centrales equivalente (en MW)	145
Tabla 4-43	Producción y Ventas (en GWh)	147
Tabla 4-44	Costo Marginal (US\$/MWh), Transferencias (en GWh y K US\$) y Transferencias más Gas pagado y no consumido (en K US\$)	148
Tabla 4-45	Centrales equivalentes (en MW)	149
Tabla 4-46	Producción y Ventas (en GWh)	150
Tabla 4-47	Costo Marginal (US\$/MWh), Transferencias (en GWh y K US\$) y Transferencias más Gas pagado y no consumido (en K US\$)	151
Tabla 4-48	Costos Marginales (US\$/MWh), consumo de gas (en MPC) y GN pagado y no consumido (en MPC)	152



Tabla 4-49	Costos Marginales (US\$/MWh), consumo de GN (en MPC) y GN pagado y no consumido (en MPC)	154
Tabla 4-50	Valorización de la Prima RER (en Millones US\$)	154
Tabla 4-51	Recaudación anual y ahorro del cargo Prima RER (Opción Regulatoria 5), en millones de US\$	164
Tabla 4-52	Gas pagado y no consumido (Opción Regulatoria 5), en millones de US\$	165
Capítulo V		
Tabla 5-1	Consumo de gas en millones de PC	176
Tabla 5-2	Gas pagado no consumido (en Millones US\$), valorización (en Millones US\$) y porcentaje respecto a ingresos del Sx, Tx, y Dx de gas	177
Tabla 5-3	Comparación del cargo de prima RER	178

## LISTA DE GRÁFICOS

Capítulo II		
Gráfico 2-1	Mecanismos de remuneración de Potencia	11
Gráfico 2-2	Tipos de arreglo transaccional y nivel de coordinación	15
Gráfico 2-3	Diferencias entre el despacho centralizado y autodespacho	16
Gráfico 2-4	Representación esquemática del proceso de despeje de mercado y de precio resultante	17
Gráfico 2-5	Ejemplo de curva de orden de mérito	18
Gráfico 2-6	Mercado de día previo	21
Gráfico 2-7	Diseño del mercado eléctrico peruano	23
Gráfico 2-8	Despacho en el MCP	29
Gráfico 2-9	Formación de Ingreso Disponible por Potencia	31
Gráfico 2-10	Potencia Firme de las unidades de Generación	33
Gráfico 2-11	Potencia firme para unidades de generación que usan GN	34
Gráfico 2-12	Bloques de demanda y cortes de demanda	35
Gráfico 2-13	Tipos de centrales según curva de duración de carga	36
Gráfico 2-14	Intervalos de escasez y Hora punta del sistema	44
Gráfico 2-15	Evolución del margen de reserva con y sin promoción del estado	47
Gráfico 2-16	Relación del GN con el mercado eléctrico.	48
Gráfico 2-17	Efecto del Take or Pay	49
Gráfico 2-18	Composición de la Tarifa	51
Capítulo III		
Gráfico 3-1	Diagrama de Ishikawa	54
Gráfico 3-2	Esquema del mercado de gas natural	57
Gráfico 3-3	Mercado Electrónico de las subastas de Transferencia de Producción y/o Capacidad de Transporte a Firme de Gas Natural - MECAP (Subasta Electrónica)	58
Gráfico 3-4	Efectos de la disminución del costo marginal de energía	63
Gráfico 3-5	Evolución del precio medio libre (en ctm S//kW.h)	64
Gráfico 3-6	Equilibrio en generación con pago de capacidad separado	66
Gráfico 3-7	Formula del precio mínimo de GN	68
Gráfico 3-8	Costos marginales de energía, años 2017 y 2018 (en US\$/MWh)	69
Gráfico 3-9	Consumos diarios y capacidad de suministro firme contratada	75
Gráfico 3-10	Consumos Diarios y Capacidad de Transporte Firme Contratada	77
Gráfico 3-11	Diagrama de beneficios	80
Gráfico 3-12	Dilema del Prisionero para un Generador eléctrico	82
Gráfico 3-13	Uso del GN de Camisea (1997 – 2018)	84
Gráfico 3-14	Evolución del Margen de Reserva y el Costo Marginal	85

Gráfico 3-15	Precios de Mercado Libre y Regulado y Evolución del número de Usuarios Libres	87
Capítulo IV		
Gráfico 4-1	Definición de atributos de evaluación de las Opciones Regulatorias	98
Gráfico 4-2	Enlaces de transmisión entre el área centro y área sur	105
Gráfico 4-3	Comportamiento de opciones respecto a atributos elegidos (cuadro general)	155
Gráfico 4-4	Comportamiento de opciones respecto a atributos elegidos (cuadro cuantitativo)	155
Gráfico 4-5	Mitigación de Inflexibilidad Contractual	156
Gráfico 4-6	Eficiencia Asignativa	156
Gráfico 4-7	Recuperación de la señal de precios	157
Gráfico 4-8	Con un enfoque a mediano plazo	157
Gráfico 4-9	Reducción del Cargo Prima RER	158
Gráfico 4-10	Funcionamiento de propuesta regulatoria	159
Gráfico 4-11	Cantidades contratadas por cantidades por contratar	160
Gráfico 4-12	Ahorro y gasto acumulado de las variables 2 y 3 (Opción Regulatoria 5), en millones de US\$	166
Gráfico 4-13	Costo promedio de electricidad de las centrales con RER No Convencionales 2010-2017	169
Gráfico 4-14	Costo del kWh (en centavos de dólar para 3 distintos tipos de ERENC	170
Gráfico 4-15	Costos por Flexibilidad	172
Capítulo V		
Gráfico 5-1	Costos fijo y variable de unidades a gas asociado a sus cláusulas contractuales	179

## LISTA DE ECUACIONES

Capítulo II		
Ecuación 2-1	Bolsa de Capacidad	30
Ecuación 2-2	Precio Básico de Potencia	31
Ecuación 2-3	Ingresos anuales de una generadora	36
Ecuación 2-4	Potencia Firme	39
Ecuación 2-5	Potencia Inicial	40
Ecuación 2-6	Factor de Presencia	40
Ecuación 2-7	Cálculo de la Potencia Firme	41
Capítulo III		
Ecuación 3-1	Fórmula del Precio Mínimo	88

## LISTA DE ANEXOS

Anexo 1	Series estacionaria	179
Anexo 2	Indicadores de monitoreo de mercado en el Mercado Mayorista de Electricidad	189
Anexo 3	Proyección de la demanda	194
Anexo 4	Costo marginal en la barra Santa Rosa 220 kV (Histórico)	195
Anexo 5	Precios de suministro de gas	196
Anexo 6	Precios de Transporte de GN	197
Anexo 7	Precios de Distribución de GN	198
Anexo 8	Precios de GN de Osinergmin (histórico)	199
Anexo 9	GN Consumido por Generadora (histórico)	200
Anexo 10	Cantidad contratada (Take or PaY)	201
Anexo 11	Consumos asignados a la Generación comparados con lo contrato (Suministro y Transporte)	202
Anexo 12	Propuesta Regulatoria de Mediano Plazo	204
Anexo 13	Descripción del modelo del SDDP	207
Anexo 14	Descripción del modelo del SDDP	209

## LISTA DE ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

- BTU:** *British Thermal Unit*, es la unidad inglesa de Energía que se usa en la Generación a GN. Representa la cantidad de Energía que se requiere para elevar 1 grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales. Con 1 MMBTU se produce 0.29307 MWh.
- CDM:** Capacidad Diaria Máxima (asociada a un volumen de GN contratado).
- CDC:** Capacidad Diaria Contractual (asociada a un volumen de GN contratado).
- COES:** Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional.
- CMCP:** Costo Marginal de Corto Plazo de Electricidad. Es el costo de producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema de generación-transporte. Este varía por barra o nodo.
- CRD:** Capacidad Reservada Diaria.
- DS:** Decreto Supremo.
- DL:** Decreto Legislativo.
- DLey:** Decreto Ley.
- DU:** Decreto de Urgencia.
- Energía Firme:** De acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas, es la máxima producción esperada de electricidad, determinada para una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%) para las centrales de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad, programada y fortuita, para las centrales de generación térmica.
- MW:** Mega Watt.
- GAMS:** Sistema General de Modelaje Algebraico.
- GN:** Gas Natural.
- GW:** GigaWatt.
- GWh:** GigaWatt-hora.
- HHI:** Herfindahl-Hirschman Index.
- ISO:** *Independent System Operator*.
- KWh:** Kilo Watt-hora.
- KPC:** Kilo Pie Cúbico.
- LAASE:** Ley N° 26876, Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico.
- LCE:** Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.
- LDGE:** Ley para asegurar el Desarrollo de la Generación Eficiente, Ley N° 28832.
- MCP:** Mercado de Corto Plazo.

- MDP:** Mecanismo de Declaración de Precios de GN.
- MEM:** Ministerio de Energía y Minas del Perú.
- MMBTU:** Millones de BTU (*British Thermal Unit*).
- MME:** Mercado Mayorista de Electricidad.
- MMPCD:** Millones de Pies Cúbicos Día.
- MPC:** Miles de Pies Cúbicos.
- MRFO:** Margen de Reserva Firme Objetivo.
- MWh:** MegaWatt.
- MWh:** MegaWatt-hora.
- Osinergmin:** Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Energía y Minería.
- OSI:** *Operation System Operator.*
- PBI:** Producto Bruto Interno.
- PLP:** *Peak Load Pricing.*
- POC:** Puesta en Operación Comercial.
- Potencia Firme:** De acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas, es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento. En el caso de las centrales hidroeléctricas, la potencia firme se determinará con una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%). En el caso de las centrales termoeléctricas, la potencia firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita.
- Procedimiento de Monitoreo de Mercado Mayorista:** Procedimiento de Monitoreo del Mercado Mayorista de Electricidad, aprobado por RCD N° 209-2017-OS-CD.
- RER:** Recurso Energético Renovable.
- RLCE:** Reglamento Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM.
- SDDP:** Programa de Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Red.
- SoP:** Ship or Pay.
- SEIN:** Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- ToP:** Take or Pay, que puede estar expresado en porcentaje o en magnitudes físicas de volumen de GN.
- TSO:** *Transmission System Operator.*

## **ABADIE VALENCIA, GRABIEL ARCANGEL**

---

Ingeniero de Petróleo colegiado, egresado de la Universidad Nacional de Piura. Con experiencia local en temas energéticos desempeñando roles de Manager en Desarrollo de Negocios de Gas, Gestión de Proyectos y Supervisión de Operaciones en temas de Oil & Gas.

Con grandes habilidades de liderazgo y capacidad de trabajo en equipos multidisciplinarios, trabajo bajo presión, empático, responsable y pro activo, enfocado al logro de metas y objetivos, adaptable a los cambios, buscando siempre el continuo aprendizaje, con capacidad analítica y pensamiento estratégico, hábil para dirigir y gerenciar diversos proyectos.

### **EXPERIENCIA PROFESIONAL**

#### **PeruGas MG SAC**

Especialista de Gas Natural . 10/2016 - 11/2018

#### **Intertek Testing Services Peru SA**

Inspector en Operación de hidrocarburos. 07/2015 - 08/2016

#### **Factoron E.I.R.L**

Con doble función en el área de Gerencia y Logística 01/2013 - 01/2015

### **ESTUDIOS**

#### **ESAN Business School**

Estudios de Maestría en Gestión de Energía 2016 - 2019

#### **Universidad Nacional De Piura, Facultad de Ingeniería de Minas**

Ingeniero de Petróleo 2007 - 2015



## ACOSTA MERCADO, DANIEL ANDRES

---

Egresado de la Universidad Nacional de Ingeniería, en la carrera de Ingeniería Eléctrica (Quinto Superior). Con experiencia en el sector Electricidad y Gas, así como, de la elaboración de estudios eléctricos y tarifarios relativos al sector.

### EXPERIENCIA PROFESIONAL

#### **Kallpa Generación S.A.**

Analista Comercial Senior	01/2019 a la actualidad
Analista Comercial	2010-2018

#### **Red de Energía del Perú S.A.**

Practicante profesional de la Gerencia de Operaciones	2008-2009
---	-----------

### ESTUDIOS

#### **ESAN Business School**

Estudios de Maestría en Gestión de Energía	2016 - 2019
--	-------------

#### **Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones.**

Ingeniería Eléctrica	2003 - 2008
----------------------	-------------

## ROJAS JAÉN, JUAN PAÚL ELÍAS

---

Abogado colegiado, egresado de la Universidad de Piura. Con competencias certificadas en "*Gestión de Procesos de Negocio*" y "*Dirección de Proyectos bajo el enfoque del Project Management Institute*". Con intervención exitosa en Procesos de Promoción de la Inversión Privada del Sector Comunicaciones y Electricidad, y en procesos arbitrales. Involucrado en la formulación individual y en forma conjunta de proyectos de regulación para el Sector Telecomunicaciones y Electricidad actualmente vigentes.

### EXPERIENCIA PROFESIONAL

#### MEM-DGE

Asesor Legal de la DGE-MEM 10/2016 a la actualidad

#### MTC-DGRAIC

Especialista Legal y Coordinador Legal 04/2014 - 09/2016

#### PRÁCTICA INDEPENDIENTE

Asesoría y práctica independiente 2008 a la actualidad

### ESTUDIOS

#### ESAN Business School

Estudios de Maestría en Gestión de Energía 2016 - 2019

#### PUCP

Estudios completos en la Maestría en Regulación de los 2014 - 2015

Servicios Públicos

#### UNIVERSIDAD DE PIURA

Título de Abogado 2009

## TUÑÓN LEVANO, GEORGE ANTHONY

---

Ingeniero Petroquímico colegiado, egresado de la Universidad Nacional de Ingeniería (Tercio Superior). Con experiencia en el sector Oil and Gas (Downstream and Midstream) así como el industrial (Materiales Peligrosos y Restringidos). Cuenta con experiencia como ejecutor y líder de proyectos referentes a temas de calidad de productos, regulación del mercado y diseño de plantas químicas. En adición, representó a la institución para la cual trabajó ante las demás entidades del estado, así como órganos de control. Gestor, negociador y organizador equipos multidisciplinarios siendo adaptable al cambio. Con Post-gradados en negocios, regulación y fiscalización ambiental entre otros referidos a la comercialización de Hidrocarburos.

### EXPERIENCIA PROFESIONAL

#### **Ministerio de Energía y Minas**

Analista de Comercialización de Hidrocarburos Líquidos 12/2018 a la actualidad

#### **Mercantil SA**

Analista de Regulación y Materiales Peligrosos 09/2016 - 11/2018

#### **Superintendencia Nacional de Administración Tributario y Aduanas**

Profesional Inspector 07/2015 - 08/2016

### ESTUDIOS

#### **ESAN Business School**

Estudios de Maestría en Gestión de Energía 2016 - 2019

#### **Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Ingeniería Petróleo, Gas Natural y Petroquímica.**

Ingeniero Petroquímico 2009 - 2013

## RESUMEN EJECUTIVO

Dadas las características de la electricidad (esta no se puede almacenar económicamente y debe existir un balance constante entre la cantidad de Energía producida y retirada por la demanda en el sistema, puesto que cualquier desviación afecta la calidad del producto para todos los agentes), las regulaciones que admiten la competencia en el segmento de Generación han desarrollado esquemas coordinados y no coordinados centralizadamente para definir los precios de la Energía en el corto plazo.

En los sistemas coordinados, existe un “*pool*” de Energía cubierto constantemente por las Generadoras, siendo que el derecho a proveer se define asegurando el mínimo costo para el sistema por intervalos desde los 15 minutos hasta la hora a través de (i) costos reales auditados declarados de forma previa, y (ii) subastas interdiarias e intradiarias donde el costo real no interesa a los fines de establecimiento del precio *spot* sino el costo declarado bajo condiciones de competencia. La última cuota de inyección necesaria para satisfacer la demanda marca el precio del intervalo (precio de despeje) que es pagado a todas las Generadoras que hayan participado en dicho periodo en caso no existieran contratos (“*Pay as cleared*”). Dicho precio (denominado precio *spot*) define los montos a ser remunerados por los retiros de Energía (asignados a cada Generadora según los contratos presentados) que excedan la inyección de Energía (en un balance *ex post*) realizada por estos. Asimismo, sirve de marcador para la contratación en el largo plazo y sirve de incentivo para la inversión en nueva Generación.

En el caso peruano, el esquema original con la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) (Poder Ejecutivo, 1992) hasta el año 2000 consistió en un *pool* obligatorio bajo costos auditados, el mismo que en términos generales ha sido evaluado de forma positiva (Joskow y Wolak referenciado por Muñoz et al, 2017) en tanto los costos auditados respondían mejor a las características económicas en el momento de la desregulación, tales como: (i) el mayor riesgo de ejercicio de poder de mercado por el tamaño reducido de los mercados, (ii) los altos niveles de concentración, (iii) la larga penetración de Generación hidroeléctrica y (iv) la existencia de sistemas de Transmisión débil. El esquema de costos auditados simula la existencia de competencia perfecta, en tanto el precio *spot* es igual al Costo Marginal de la última central llamada a despachar. A través de dicho esquema se coordinan intereses opuestos, el de las Generadoras que quieren aumentar sus ingresos netos y el del Operador del sistema que quiere minimizar el costo total del sistema.

Cabe señalar que, en el caso peruano las Generadoras celebran contratos hasta por el límite de su Potencia Firme propia o contratada y la Energía Firme propia o contratada. La Potencia Firme y la Energía Firme es la Capacidad de una central de producir Energía con alta seguridad (definiciones del Anexo N° 1 de la LCE [Poder Ejecutivo, 1992])

A partir del año 2000, con el DS N° 016-2000-EM (MEM, 2000a), en el marco de las medidas de promoción en Generación a base de gas natural (GN) del Lote 88, se implementó el Mecanismo de Declaración de Precios (MDP) que permitía a las Generadoras que usan GN declarar sus costos sin importar si eran los costos reales. Dicho MDP, les permite asegurar el despacho, lo que reduce el riesgo operacional.

El esquema vigente a partir del DS N° 016-2000-EM (MEM, 2000a) consiste en establecer una excepción a la regla consistente en que el Costo Marginal (Costo Marginal o CMg) de cada central se determina, y por ende el precio *spot*, sobre la base de costos variables auditados presentados de forma anual por las Generadoras. La excepción principal a dicha regla consiste en las declaraciones no auditables de las Generadoras que usan GN bajo el MDP consistente en declarar los precios de forma anual. Posteriormente, a través del DS N° 043-2017-EM (MEM, 2017b) se estableció un precio mínimo por las cantidades variables contratadas de Suministro de GN.

El MDP se estableció como una de las varias medidas de promoción de la inversión en Generación con GN en el contexto de la entrada en operación del Lote 88 (cuyo titular es PlusPetrol), el ducto de TGP y las redes de Distribución de Calidda. Recuérdese que el precio del GN proveniente del Lote 88 para Generación fue fijado contractualmente (se trataba de reservas probadas donde el riesgo de exploración era nulo) en 1.00 dólar estadounidense por MMBTU actualizado a una canasta de combustibles. Dicho precio es inferior al marcador internacional comparado (*Henry Hub*).

En la contratación del Suministro de GN, PlusPetrol emplea cláusulas *Take or Pay* que aseguran un flujo de ingresos estable (se mitiga el riesgo de demanda). Los contratos prohíben la posibilidad de reventa por parte de las Generadoras. En el caso del Transporte (a cargo de TGP) existe una contratación firme que hace las veces de un contrato bajo *Take or Pay*. En el

mismo sentido para la Distribución (a cargo de Calidda). Dichas inflexibilidades contractuales, causan que los costos de Suministro, Transporte y Distribución se comporten como fijos a pesar que su uso físico se realiza según las cantidades consumidas para la Generación. Asimismo, la legislación eléctrica establece que la Capacidad de Transporte y Distribución contratada en firme condicionan el reconocimiento de la Potencia Firme y por ende la capacidad de contratación de la Generadora, generándose un incentivo adicional para la sobrecontratación de Transporte y Distribución.

En dicho contexto, los costos de Suministro, Transporte y Distribución, desde la perspectiva de la Generadora que utiliza GN son costos que no se incrementan o reducen según la cantidad producida (MWh). Despachar o no despachar se convierte en una decisión crítica para la Generadora, puesto en que el supuesto de no despachar, los costos de producción comprenden la remuneración a precio *spot* por lo retirados realizados y el pago el Suministro, Transporte y Distribución de GN que no fueron consumidos, lo que no ocurre con las Generadoras que usan diésel, carbón, entre otras.

En dicho contexto, se tiene que las inflexibilidades contractuales señaladas para Suministro, Transporte y Distribución provocan que las Generadoras utilicen el MDP para asegurar su despacho declarando costos variables cercanos a cero y luego cercano al costo variable mínimo establecido en el DS N° 043-2017-EM (MEM, 2017c). Dicho fenómeno genera que el CMCP sea menor al que resultaría de aplicar el esquema de costos auditados.

En el presente trabajo, se realiza una descripción de los efectos de las inflexibilidades contractuales del MDP para el Suministro, Transporte y Distribución de GN, deduciendo que estas generan un *Dilema del Prisionero* para las Generadoras que utilizan GN, lo que incentiva declaraciones de costos variables cercanos a cero (actualmente, cercanas al precio mínimo), lo que a su vez afecta el Costo Marginal de Corto Plazo (CMCP) y por ende el precio *spot*, afectando la eficiencia asignativa en el Mercado de Corto Plazo (MCP), e incrementado el Cargo Prima RER.

Asimismo, se presentan las alternativas regulatorias evaluables. Las Opciones Regulatorias utilizadas son:

- **Opción Regulatoria 1.-** No realizar modificaciones al MDP (considera un precio mínimo variable no sujeto al *Take or Pay*).
- **Opción Regulatoria 2.-** Utilización del costo de Suministro a partir de junio del año 2021 de las centrales de GN para los intercambios en el mercado *spot*.
- **Opción Regulatoria 3.-** Utilización del costo total de las centrales de GN para los intercambios en el mercado *spot*.
- **Opción Regulatoria 4.-** La opción vigente hasta diciembre de 2017, consistente en el MDP sin precio mínimo.
- **Opción Regulatoria 5.-** Eliminar el MDP, estableciendo una coordinación obligatoria de las cantidades de GN contratadas a *Take or Pay*. La coordinación obligatoria (a cargo del COES) permite optimizar el uso de las cláusulas *Make Up* o *Carry Forward*. Las cantidades contratadas (según el programa de contratación obligatoria) son pagadas mediante un cargo. Se incluye el Transporte y la Distribución.

En dicho contexto, se realiza un análisis de cada una de las opciones a través de simulaciones sobre el comportamiento de las variables seleccionadas y la minimización del Suministro, Transporte y Distribución pagada, no consumida, y la reducción del Cargo Prima RER.

Las conclusiones del trabajo son las siguientes:

- (i) Primera conclusión. - El Mercado de Corto Plazo (MCP) peruano es uno de costos auditados. La regla general consiste en que las Generadoras presentan costos reales. La principal excepción corresponde a las Generadoras que usan GN quienes pueden declarar sus costos por encima de un costo mínimo.
- (ii) Segunda conclusión. - El principal problema consiste en las inflexibilidades contractuales.

Dichas inflexibilidades contractuales en la contratación de Suministro, Transporte y Distribución de GN, provocan que el costo de oportunidad de no despachar de una Generadora que utiliza GN sea mayor al de despachar puesto que deberá remunerar los retiros al precio *spot*, siendo que adicionalmente deberá pagar el Suministro,

Transporte y Distribución no consumido o utilizado. Esto crea un *Dilema del Prisionero* que incentiva la subvaluación en las declaraciones de precio.

- (iii) Tercera conclusión. - El principal problema aumenta los inconvenientes de la MDP. El MDP genera las condiciones para una afectación la eficiencia asignativa del MCP (el precio no refleja los costos de producción), en tanto las Generadoras que usan GN tienen los incentivos para declarar de forma tal que aseguren su despacho. Esto genera que el CMCP sea menor al esperado bajo costos auditados, lo que promueve el rompimiento de contrato de largo plazo, la contratación en corto plazo, la migración de Usuarios Regulados a Libres (desde 200 kW hasta 2500 kW), el aumento del Cargo Prima RER, y la pérdida de la señal de precios.
- (iv) Cuarta conclusión. - La Opción Regulatoria que optimiza el uso de recurso (GN) es la Opción Regulatoria 3 o 5, donde se hace variable el Suministro, Transporte y Distribución del GN. Sin embargo, la OR5 propone dos acciones complementarias: un administrador único de contratos y un cargo de compensación. Asimismo, ambas opciones optimizan el recurso en 517'098,072 millones de Pies Cúbicos.
- (v) Quinta conclusión. - En todas las Opciones Regulatorias planteadas, el monto del GN pagado y no consumido representa un porcentaje significativo respecto a los ingresos totales del Productor, Transportista y Distribuidora de GN con sus Clientes Generadoras.

La valorización del GN pagado no consumido (en millones de US\$), para el periodo 2019 y 2022, de las Opciones Regulatorias representa entre el 9% y 15% de los ingresos o ventas totales a las Generadoras por parte del Productor, Transportista y Distribuidora de GN.

- (vi) Sexta conclusión. - Como consecuencia de hacer variable el Suministro, Transporte y Distribución de GN (Opción Regulatoria 3 o 5), aparte de recuperar la eficiencia asignativa y la señal de precios, también se reduce el Cargo Prima RER, el cual es pagado por los Usuarios Regulados y Libres.



Con la Opción Regulatoria 3 o 5 (hacer variable el Suministro, Transporte y Distribución de GN), se le devuelve al precio *spot* la señal de precios, y como consecuencia el Cargo Prima RER se reduce significativamente en términos nominales por los años 2019 a 2022 en 251 millones de dólares respecto de prolongarse el esquema regulatorio actual.

- (vii) Séptima conclusión. - La solución va por eliminar o mitigar las inflexibilidades contractuales, esto es hacer (en el mediano plazo) que los costos fijos se comporten como costos variables.

La propuesta consiste en establecer una bolsa con caracteres de patrimonio fiduciario que contenga los compromisos contractuales de Suministro, Transporte y Distribución. La nominación del Suministro, Transporte y Distribución se realiza por el COES optimizando y minimizando el costo de operación del SEIN. Las cantidades de Suministro, Transporte y Distribución no utilizadas son remuneradas a través de un cargo fijo asociado al peaje de Transmisión.

- (viii) Octava conclusión. - Convirtiendo a variable las inflexibilidades contractuales de los contratos de GN (cláusulas *Take or Pay* y Capacidad Reservada Diaria [CRD]) se optimiza el GN utilizado.

## **Capítulo I. Introducción**

### **1.1. Marco de la Tesis**

La regulación peruana de acuerdo con la LCE (MEM, 1992) responde a un modelo *Peak Load Pricing* (PLP). El despacho se realiza sobre costos variables auditados en un *pool* obligatorio. En el año 2000 (puesto en la práctica en el año 2004) se implementó el MDP para las Generadoras que utilizan GN, permitiéndoseles declarar los costos variables, como incentivo a la inversión en este tipo de Generación.

### **1.2. Descripción del Problema**

#### ***1.2.1. Inflexibilidades contractuales en el Suministro, Transporte y Distribución de GN***

El problema consiste en las inflexibilidades contractuales en la contratación de Suministro, Transporte y Distribución de GN, que convierten costos variables en fijos.

Dichas inflexibilidades provienen de (i) la necesidad de tener Capacidad de Transporte contratada en cantidades firmes para tener Potencia Firme (que sirve para la participación en la bolsa de Potencia Firme y el reconocimiento de la capacidad contractual), (ii) la inexistencia de mercados líquidos secundarios para la reventa de la Capacidad de Transporte y Distribución excedente, y (iii) la imposibilidad de reventa del GN contratado.

Dichas inflexibilidades ocasionan que los costos de Suministro, Transporte y Distribución de GN se comporten para el despacho económico como costos fijos a pesar que se consuman físicamente según las cantidades producidas, lo que ocasiona un *Dilema del Prisionero* en contra de la Generadora que utiliza GN, quien tiene los incentivos para asegurar su despacho a través de declaraciones cercanas a cero.

Esto genera que el CMCP sea menor al que resultaría de costos auditados, ocasionando que (i) el Cargo Prima RER (subsidio definido como el diferencial entre el Ingreso Garantizado y el precio *spot*) aumente, (ii) se incentive la migración de los Usuarios Regulados a Libres, y (iii) se distorsione la señal de precios en el largo plazo, señalando un precio menor al precio que se obtendría con costos auditados.

### **1.3. Objetivos de las Tesis**

#### ***1.3.1. Objetivo General***

Presentar una propuesta regulatoria a la MDP que resuelva las fallas regulatorias detectadas para el mediano plazo.

#### ***1.3.2. Objetivos Específicos***

- i) Desarrollar el marco conceptual de los mercados eléctricos, así como, su relación con el mercado de GN.
- ii) Evidenciar el problema relativo a las inflexibilidades contractuales de Suministro, Transporte y Distribución de GN, así como sus consecuencias.
- iii) Presentar propuestas regulatorias y su posible impacto en el mediano plazo.
- iv) Evaluar y simular las propuestas regulatorias según su impacto en las variables cualitativas (mitigación de inflexibilidades contractuales) y cuantitativas (reducción del Cargo Prima RER, la recuperación de la señal de precios)

### **1.4. Alcance y Limitaciones de las Tesis**

El alcance del trabajo desarrollado en la presente tesis es:

- (i) Descripción de los mercados de GN (*upstream, midstream y downstream*) y de Generación eléctrica tanto a nivel conceptual, nacional y comparado.
- (ii) Definición de las fallas originadas en las inflexibilidades de Suministro, Transporte y Distribución de GN que provocan la declaración cercana a cero a través del MDP.
- (iii) Establecimiento de las opciones de política regulatoria, evaluación y recomendación de política de mediano y largo plazo para MCP.

Las limitaciones son las siguientes:

- (i) La no modificación de los contratos suscritos y la forma de contratación entre el Suministrador, Transportista y Distribuidora con la Generadora que utiliza GN.

- (ii) El uso de un modelo con un solo nodo para la realización de los cálculos, sin congestión en la Transmisión y sin inclusión del efecto de interconexiones internacionales.

### **1.5. Organización de la Tesis**

El primer capítulo presenta el resumen de la descripción del problema en el marco de la presentación del alcance, limitaciones, objetivos del presente documento.

El segundo capítulo presenta el contexto regulatorio general y aplicable al caso peruano, desde la perspectiva del segmento de Generación

El tercer capítulo presenta la descripción del problema. Asimismo, se cuantifican los efectos.

En cuarto capítulo presenta la descripción de las Opciones Regulatorias estudiadas, así como la evaluación de las mismas.

En el quinto capítulo se presentan las conclusiones encontradas.

## Capítulo II. Marco Conceptual

### 2.1. Cuestión Previa

En los mercados eléctricos se pueden distinguir tres productos diferenciados y complementarios: (i) Potencia o Capacidad, (ii) Energía y (iii) Servicios Complementarios. El presente trabajo va a hacer incidencia sobre los dos primeros.

La Potencia o Capacidad es la Capacidad o disponibilidad de producción de Energía de una central de Generación con menor o mayor probabilidad de entrega durante los periodos de Demanda Máxima o de mayor escasez (sequías). La Energía es la producción misma, medida en MWh o KWh y consumida de forma inmediata. En tanto, la oferta de Energía debe ser constante respecto a la demanda, la Potencia debe ser suficiente para atender la Demanda Máxima, más un porcentaje adicional de holgura denominado Margen de Reserva, que considera contingencias en la oferta (la salida de una unidad de Generación) o los aumentos no programados de la demanda.

### 2.2. Diseño de mercados de Potencia

#### 2.2.1. Primera opción: Sin pago por Potencia

En esta opción no existe un pago de la Potencia, así la Capacidad se adecua hasta que las centrales cubran todos sus costos económicos, elevándose el precio de la hora punta  $P_{punta}^*$ , siendo que la diferencia  $(p_{punta}^* - CM_{punta})$  genera *rentas de escasez*. Los problemas de este sistema son los siguientes:

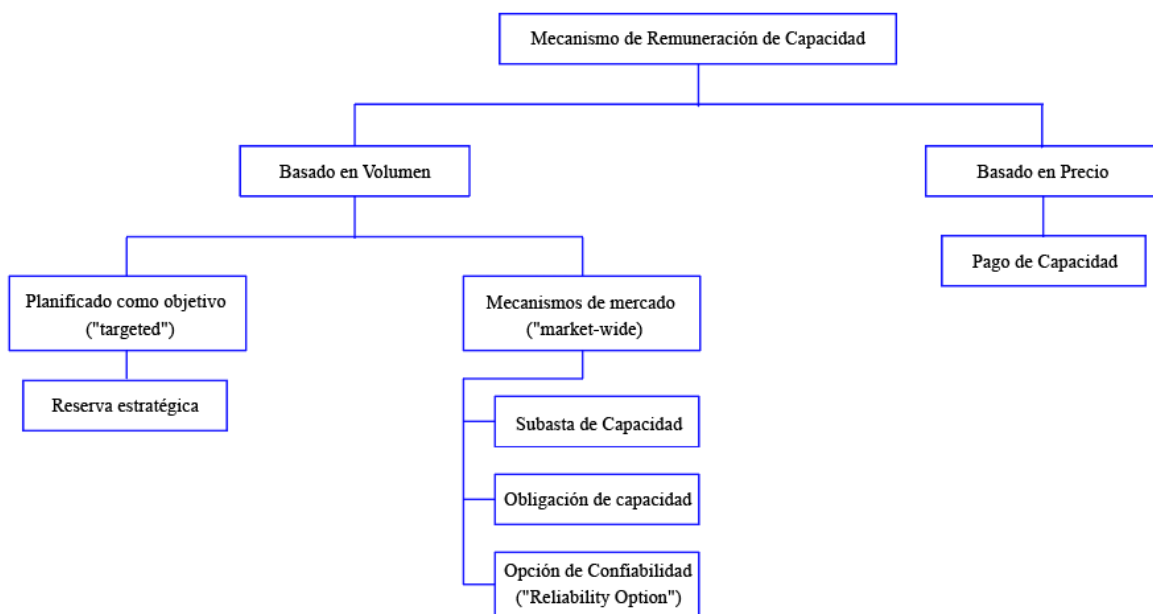
- (i) Los racionamientos son más frecuentes, debido a que la demanda no responde a la oferta en tiempo real.
- (ii) La formación de precios pico (exageradamente altos por cortos periodos de tiempo) ("*prices spikes*"), tanto por la necesidad de recuperación de costos fijos de las centrales, como por el ejercicio de poder de mercado.
- (iii) En tanto la demanda es inelástica, las Generadoras pueden declarar la indisponibilidad de sus centrales, creando situaciones artificiales de escasez.

Seguendo a Vásquez et al (2016), se crean los problemas derivados de que los mercados de Energía no permiten recuperar los costos fijos de las centrales llamadas de “*demanda punta*”, creando el problema del “*missing money problem*”.

### 2.2.2. Segunda opción: Pago por Potencia

La clasificación de los mecanismos de remuneración de Potencia (González-Díaz, 2015) son los que se muestran en el siguiente Gráfico 2-1.

Gráfico 2 -1 Mecanismos de remuneración de Potencia



Fuente y elaboración. ACER, Report on capacity remuneration mechanisms and the internal market for electricity, 2013

En un mecanismo basado en el precio, la autoridad establece un precio y deja a los agentes decidir cuanta nueva inversión se realiza.

#### (i) Basado en Precio / Pago por Potencia

En el mecanismo de pago por Capacidad, la autoridad establece el volumen de la Capacidad requerida, haciendo que el mercado establece el precio. Los cálculos del pago por Capacidad (Osinergmin, 2014) son: (i) basados en la probabilidad de la confiabilidad, y (ii) el pago basado en costos de expansión. En (i) el pago depende de la probabilidad de pérdida de

carga (*Loss of Load Probability [Loss of Load Probability] [LOLP]*) y el valor monetario del corte de los consumidores (*Value of Lost Load [VOLL]*). El pago se realiza según se incrementa la probabilidad de pérdida de carga. En (ii) se realiza en función al costo fijo de la central de la punta, remunerándose una anualidad de la inversión y el costo fijo anual de la central de punta que abastece la demanda.

## **(ii) Basado en Volumen**

Mediante (González-Díaz, 2015) el mecanismo de volumen, la autoridad fija la Capacidad deseable a través de (i) reservas estratégicas y (ii) mecanismos de mercado. En (i) la autoridad hace una licitación direccionada a centrales de una tecnología específica. En (ii) se utilizan mecanismos centralizados (subastas de Capacidad y “*Reliability Options*”) y descentralizados (obligaciones de Capacidad). Los mecanismos de mercado remuneran toda la Capacidad existente (“*market-wide*”) y en las estratégicas solo un tipo de centrales de reserva (“*targeted*”)

Puede incluir la Capacidad instalada o nueva.

### **Por todo el mercado y dirigido (market-wide and targeted)**

En un mecanismo por todo el mercado, se remunera toda la Capacidad, mientras que, en un dirigido, solo centrales específicas o específicas tecnologías.

#### **(ii.1) Subastas de Capacidad**

La subasta (González-Díaz, 2015) es realizada por el *Transmission System Operator* (TSO), el regulador o el propio Estado. Los proveedores de Capacidad reciben un pago que refleja la construcción de nueva Capacidad. La nueva Capacidad seleccionada en la subasta participará en el mercado de solo Energía. Como consecuencia, puede haber una distorsión del mercado si la cantidad licitada es tal que la nueva Capacidad puede socavar artificialmente la Capacidad existente en la Energía solamente mercado. Además, existe el riesgo de que se inicie un enfoque de “*espera de la licitación*”, donde los inversores se abstienen de responder a las señales de precio de mercado solo de Energía por temor a perder la remuneración extra que pueden cosechar en las subastas de Capacidad. Este mecanismo es utilizado en Reino Unido

y está en discusión en Alemania y Polonia como una opción de largo plazo. También ha sido usada en Estados Unidos, Colombia, Brasil y Panamá.

### **(ii.2) Obligaciones de Capacidad**

Se establece (González-Díaz, 2015) una obligación a cargo de grandes consumidores o Suministradores de contratar un cierto nivel de Capacidad para su futuro consumo y provisión. Se satisface dicha obligación con Capacidad propia o contratada. El incentivo principal es la aplicación de penalidades, o en ciertas ocasiones la interrupción en situaciones de escasez. Se utilizan certificados, que en algunos casos son transferibles.

Este mecanismo ha sido utilizado legislativamente en Grecia (no implementado) en 2005 y en Francia en el 2014. Es utilizado en el (ISO-NE), New York ISO y la *Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection* (PJM).

### **(ii.3) Opciones de confiabilidad (*Reliability Options*)**

En este modelo (González-Díaz, 2015), la contraparte (TSO o un consumidor grande o Suministradores) son designados por el regulador para adquirir opciones de contrato con proveedores de Capacidad. La opción es ejercida cuando se llega a una situación de escasez y el precio *spot* supera el precio de ejercicio (*strike price*). En este régimen los proveedores de Capacidad continúan participando en el mercado de Energía. Ha sido implementado en Italia a través de una subasta centralizada. También ha sido recomendado por el Ministerio de Asuntos Económicos y de Energía de Alemania (*German Federal Ministry of Economic Affairs and Energy* (BMWi)). La reforma en Reino Unido también puede calificarse como un mercado de opciones de confiabilidad. Ha implementado en Estados Unidos y Colombia.

### **Por el lado dirigido, una autoridad central (TSO o autoridad gubernamental)**

Las centrales se mantienen en reserva y solo cuando la Capacidad tiene una caída, las centrales son activadas de acuerdo a un criterio predefinido y el producto es vendido en la vía los mecanismos generales (González-Díaz, 2015). El evento desencadenante puede ser, por ejemplo, un cierto nivel de precio (alto) en el mercado de solo Energía (precio de umbral o "*Threshold Prices*"). Los servicios son provistos por centrales viejas. Este sistema es utilizado



en Suecia y Finlandia, mercados dominados por centrales hidroeléctricas. Similares soluciones se han tomado en Alemania, Bélgica y Polonia. También en Australia y Nueva Zelanda. En el caso de un mecanismo centralizado, los contratos son adjudicados centralizadamente, en oposición a un mecanismo descentralizado donde los contratos son adjudicados mediante acuerdos bilaterales.

## **2.3. Modelos de despacho económico de Energía**

### **2.3.1. Explicación previa**

#### **Metodologías de modelamiento**

En un mercado mayorista se intercambian entregas físicas o liquidaciones financieras para diferentes periodos de tiempo. En un mercado *spot*, la Energía es intercambiada para un futuro cercano, horas antes de la entrega física. Los modelos de mercado de Energía son herramientas matemáticas desarrolladas con el objetivo de modelar directa o indirectamente los precios de Energía.

Las metodologías para modelar los precios *spot* a nivel económico comercial se clasifican (Martínez Díaz, 2008) en:

- (i) **Modelos financieros.-** Utilizan el análisis de series de tiempo para identificar patrones de comportamiento y tendencias en los precios. Estas observaciones son utilizadas para desarrollar ecuaciones o modelos de los precios de Energía. A menudo son utilizados en modelamientos. En tanto se requieren técnicas econométricas, requieren de largas series de tiempo para construir modelos fuertes, por lo tanto, no son recomendables para mercados jóvenes o sujetos a cambios estructurales.
- (ii) **Modelos de costos de producción.-** Están basados en una representación simplificada de las características técnicas y económicas de los sistemas de Generación subyacentes. Esto permite que se puedan capturar cambios estructurales a diferencia de los modelos econométricos. Requiere acceder y reunir información técnica y de parámetros. Las críticas (Martínez Díaz, 2008)

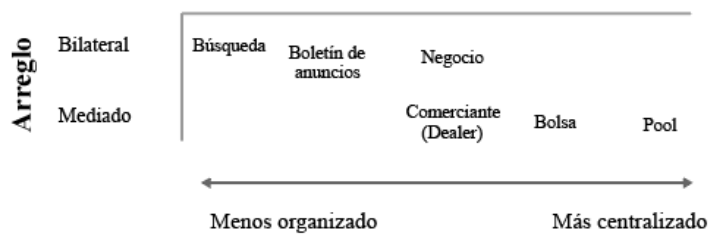
radican en la asunción de condiciones de competencia perfecta y la convergencia de los Costos Marginales y los precios de Energía. Los precios de Energía en ciertos mercados o en ciertos periodos de tiempo no corresponden a los Costos Marginales, dada la existencia de costos de oportunidad relevantes.

- (iii) **Modelos de simulación de mercado.-** Tratan de reproducir los comportamientos estratégicos de los agentes basados en metodologías basadas en la Teoría de Juegos, tales como variaciones conjeturales o simulaciones basadas en agentes que son capaces de producir el resultado de mercados con diferentes niveles de competencia. Las simulaciones requieren largas series de tiempo de información detallada para ser calibrada y para identificar el comportamiento de jugadores individuales.
- (iv) **Algunos incluyen los modelos basados en metodologías de sistemas dinámicos como pertenecientes a los de simulación de mercado.** Los sistemas dinámicos tratan de representar las relaciones dinámicas complejas entre los factores de mercado con la ayuda de circuitos de retroalimentación (“*feedback loops*”) y reacciones tardías a los estímulos (“*delayed reactions to stimuli*”). Estos modelos son difíciles de calibrar y pueden producir dificultades de convergencias.

**Clasificación de los mercados según el tipo de arreglo transaccional y el nivel de coordinación.**

Los tipos de mercado de corto plazo pueden ser los siguientes (según el tipo de arreglo transaccional y el nivel de coordinación) de acuerdo al siguiente Gráfico 2-2.

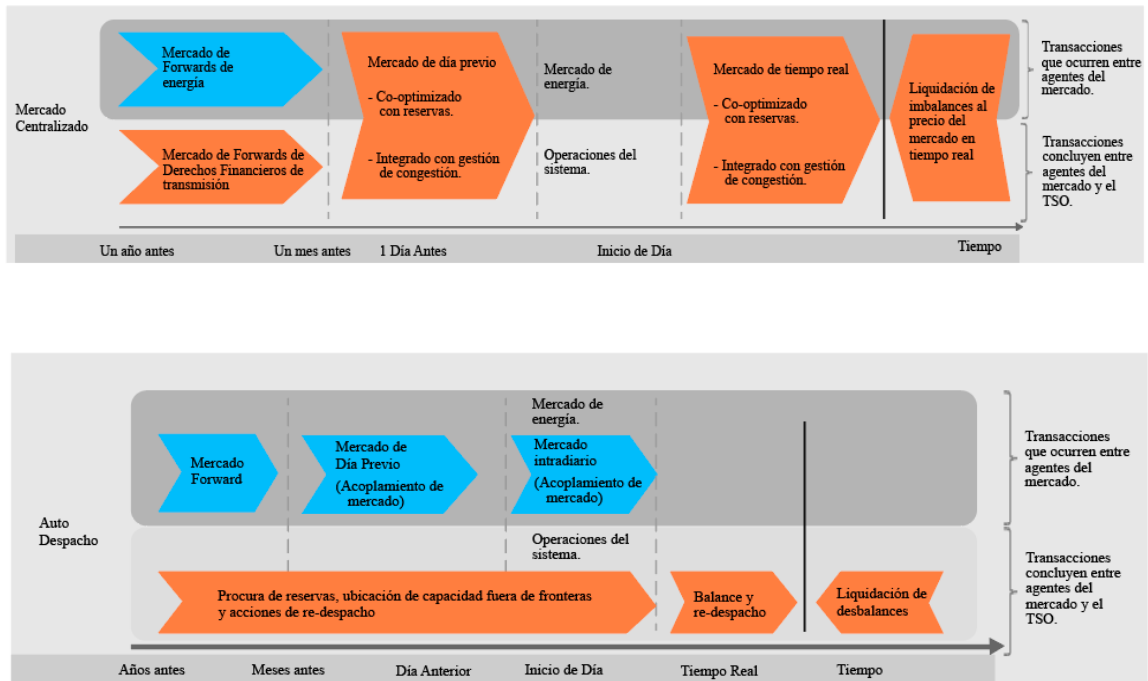
Gráfico 2-2 Tipos de arreglo transaccional y nivel de coordinación



Fuente y elaboración. Martínez Díaz, 2008

En el siguiente Gráfico 2-3, se muestra las diferencias de un despacho centralizado y autodespacho:

Gráfico 2-3 Diferencias entre el despacho centralizado y autodespacho



Fuente y elaboración. Florence School of Regulation, 2019

En un despacho no centralizado (autodespacho), las operaciones son realizadas de forma bilateral, siendo que las medidas de acoplamiento (Mercado de Día Previo) es realizado sobre las diferencias, según la regla "Pay as Bid".

### 2.3.2. Clasificación de los Modelos de Despacho económico

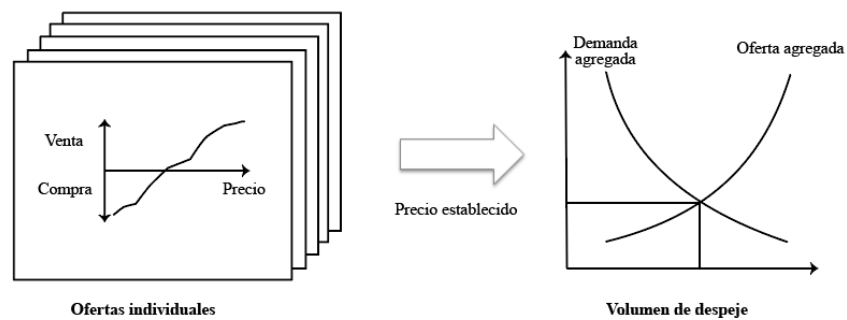
#### Modelo de Pool obligatorio

Los *pool* de Energía funcionan como plataformas de intercambios con ofertas entregadas desde meses hasta horas de anticipación o en tiempo real. Los intercambios se producen continuamente hasta la entrega de la Energía, o en subastas periódicas cerradas. Las ofertas son aceptadas en un periodo de tiempo y al final del cual, un algoritmo de subasta determina el precio del intervalo. Las subastas, tienen la ventaja de ser transparentes, eficientes económicamente y flexibles para acomodar diversas formas de subasta.

En un esquema típico de subastas cerradas en un mercado *spot* organizado el día antes de la entrega, el día de la entrega es dividido en periodos de media o una hora. Cada oferta lanzada representa una obligación de entrega durante un intervalo de tiempo en una barra específica. Las ofertas pueden ser simples (solo precio y volumen de Energía), o pueden incluir centrales específicas y determinadas restricciones operacionales o económicas. Las ofertas también pueden ser por bloques en los cuales se presenta una serie de consecutivas e iguales ofertas, cuyo volumen pueden o no ser dependientes del precio.

Durante el proceso de despeje del mercado (“*Market Clearing Process*”) el Operador empareja las ofertas individuales para maximizar el número de órdenes tomadas. Bajo el esquema de precio uniforme (“*Uniform Pricing Scheme*”) donde el precio es establecido mediante la agregación de órdenes individuales de compra y venta. El precio marginal (“*Market Clearing Price o Spot Price*”) es determinado con los bloques de intersección de la oferta y la demanda como se puede apreciar en el siguiente Gráfico 2-4.

Gráfico 2-4 Representación esquemática del proceso de despeje de mercado y de precio resultante

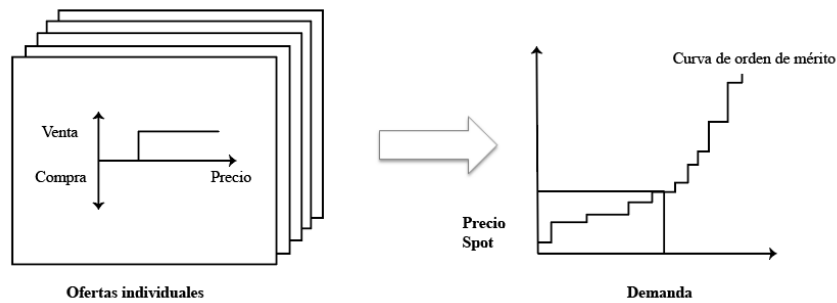


Fuente y elaboración. Schweppe (1988)

Schweppe (1988) sugiere el uso de los modelos de costos de producción para determinar el costo de producción. Estos modelos son similares en formulación e implementación al despacho económico lógico computarizado (“*Computerised Economic Dispatch Logic*”). Las restricciones más simples son: (i) el total del producto de todas las centrales debe ser igual a la demanda instantánea y (ii) el total de la Generación de todas las centrales debe ser positivo e igual o más bajo que el límite de Capacidad. Cada central es tratada como un ofertante dependiente del precio. El precio de nivel corresponde al costo variable promedio de producción de la unidad cuando opera a *full* capacidad. Cuando las ofertas individuales son agregadas en orden incremental de acuerdo el precio, el resultado de

la curva corresponde a lo que se llama curva de orden de mérito (“*Merit Order Curve*”). El precio *spot* o precio de despeje del mercado, es dado por el costo promedio de la unidad más cara y ofertada para cubrir la demanda. Esta unidad es llamada unidad marginal, el cual se puede apreciar en el siguiente Gráfico 2-5.

Gráfico 2-5 Ejemplo de curva de orden de mérito



Fuente y elaboración. Schweppe (1988)

Los modelos de costos de producción están basados en la representación matemática de las características técnicas y económicas de Generación asociados un mercado eléctrico, formulando el problema de las centrales que despachan y el despacho económico como un problema de optimización. Las restricciones técnicas están integradas en el problema de optimización como una forma de restricción. Según Martínez Díaz (2008) se identifican tres cuestiones relevantes:

- (i) Dependiendo del nivel de detalles en la representación del sistema, la formulación del modelo y la solución del problema de optimización puede requerir la recolección significativa de información y mayores esfuerzos computacionales.
- (ii) Debido a la integración de mercados regionales, en algunos casos es ventajoso necesario modelar múltiples regiones interconectadas. Esto lleva a que se realicen esfuerzos adicionales de modelamiento.
- (iii) Metodologías tradicionales aplicadas para resolver el problema de optimización, fallan en incorporar los costos de arranque (*Start-Up*), el costo de centrales termoeléctricas en el sistema de Costos Marginales. Se observa una tendencia a una sistemática sub estimación, en forma particular en los tiempos de muy alta o muy baja demanda.

Todas las Generadoras están obligadas a vender a través de un *pool* mediante subastas o declaraciones previas de costos (reales o auditados) horarias llevadas por el Operador del mercado, bajo sanción de penalizaciones o multas administrativas.

### **Costos Auditados**

En el caso de esquema de *pool* obligatorio bajo costos auditados o reales, el problema se centraliza en la optimización del despacho según las centrales de Generación existentes. Muñoz *et al* (2017) afirma que el despacho a través de un *pool* obligatorio es preferido en mercados donde existe un alto poder de mercado que aumenta la probabilidad de que las Generadoras se comporten estratégicamente en el MCP. Está presente en Chile, Bolivia, Perú, Brasil y países de Centro América (Hammons *et al*, 2002). El “*Independent System Operator*” (ISO) o el regulador audita todos los parámetros de Generación (tasas de calor [“*Heat Rates*”], cargas mínimas, límites de rampa, entre otros) y los costos combustibles para determinar los Costos Marginales de cada unidad de Generación. Sobre la base de esta información, el TSO o el Independent System Operator (ISO) despachan a las Generadoras hora por hora para satisfacer la demanda al mínimo costo. Muñoz *et al* (2017) señala que incluso en ausencia de un comportamiento estratégico, identificar y auditar el total de Costos Marginales de todas las Generadoras en tiempo real es muy difícil y causante probable de incorrectas estimaciones y despachos ineficientes. Señala que los Costos Marginales incluyen (i) los costos directos (costos variables combustibles y costos variables no combustibles), y (ii) los costos de oportunidad. Los últimos no son reconocidos por el Operador.

Se argumenta (Muñoz *et al*, 2017) que bajo el despacho ordenado en costos auditados, se evita el ejercicio de poder de mercado de las Generadoras. Muñoz *et al* (2017) señala que esto es cierto en el corto plazo, pero que en el largo plazo, se generan los incentivos para que las Generadoras seleccionen de forma estratégica, las Potencias y tecnologías que se utilizarán en el largo plazo, de forma distinta a la que lo harían en un mercado competitivo (mercado de costos declarados de día previo y en tiempo real), lo que genera ineficiencias.

Muñoz *et al* (2017) señalan que Kreps & Sheinkman (1983) mostraron que en un despacho de costos auditados, las firmas no tienen incentivos para invertir en un portafolio de Generación con diferentes tecnologías que minimicen los costos. Las firmas primero seleccionan las capacidades de producción y luego contratan a precios de competencia cuando

determinan los niveles de operación a corto plazo, siendo que el equilibrio de un juego de circuito cerrado alcanza los mismos resultados de un modelo Cournot de ciclo abierto. En un modelo Cournot de circuito abierto, las firmas seleccionan los niveles de inversión y las cantidades de producción de forma simultáneamente más que en una secuencia, como pasa en el caso de circuitos cerrados, de forma análoga a un sistema donde toda la producción es vendida bajo contratos de largo plazo y donde no existen mercados *spots*.

Muñoz *et al* (2017) señalan que las fallas de este tipo de diseño son: (i) el ejercicio del poder de mercado es posible en mercados concentrados donde existen altas barreras de entrada, siendo que las firmas tienen incentivos para subinvertir o para incrementar el porcentaje de tecnología de hora punta, alejándose del óptimo social de un portafolio de Generación; (ii) la reducida exactitud de las auditorías de los verdaderos Costos Marginales cuando las Generadoras enfrentan altos costos de oportunidad que no son directamente atribuibles a costos directos. Los costos de oportunidad pueden provenir de inflexibilidades contractuales o ingresos adicionales. Si es que las Generadoras tienen poder de intervendrán en el mercado para que una residual entre al despacho porque así tendrán un mejor nivel de ingresos.

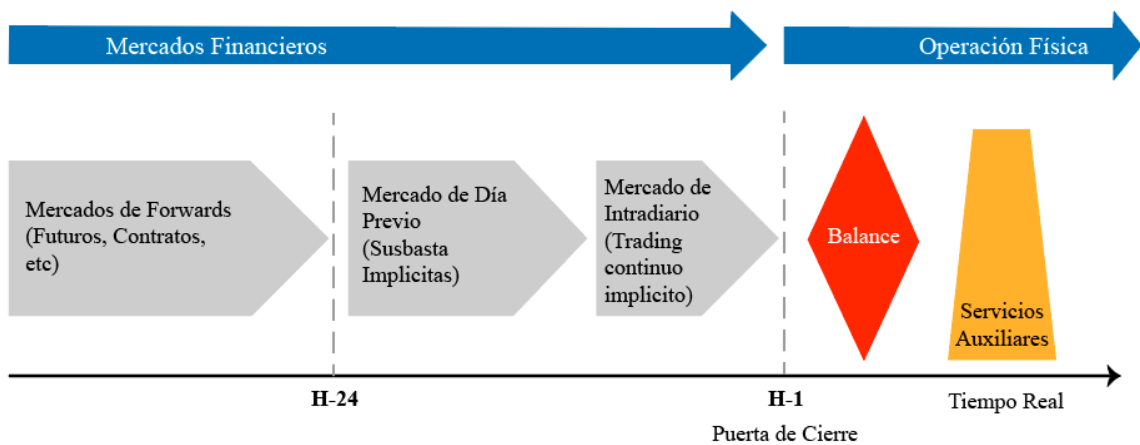
### **Mercado de subastas de día previo**

En un proceso de subastas competitivas, se determina el precio de mercado y los Consumidores y Generadoras encuentran el recurso marginal que balancea la demanda y oferta, siendo el precio es establecido en la intersección de ambos. La oferta y la demanda responden a la señal de precios.

Una Generadora tiene los incentivos para producir al precio que paga cada MWh adicional. Sin embargo, este Costo Marginal no cubre los gastos de depreciación ni provee el retorno a la inversión. Las plantas recuperan la inversión de capital durante los periodos en los cuales el precio es establecido por las centrales más caras. Las centrales con altos costos de inversión y bajos Costos Marginales recuperan sus costos en tanto operen la mayor cantidad del tiempo. En el caso de las plantas de ciclo abierto, la rentabilidad depende de la habilidad de ofertar a precios por encima del Costo Marginal. Esto no es un problema porque el poseedor de este último recurso tendrá un poder sustancial de mercado en horas específicas en el cual es llamado a despachar (la Generadora recogerá las rentas de escasez).

En el esquema de un despacho sobre la base de ofertas, las tecnologías son vistas en nuevos roles. Los riesgos se hacen más transparentes y son trasladados (bajo el supuesto de ausencia de contratos) de los consumidores a los decisores de inversión y operación. En dicho contexto, la inversión en centrales de altos costos de inversión y bajos costos variables es menos frecuente. Sin embargo, esto se soluciona con la interconexión de sistemas provee mercados más grandes para tecnologías intensivas en capital. El uso de precios techo (“*Price Cap*”), sobre la base de una estimación del “*Value of Lost Load*” (VOLL) se hace más frecuente. En el siguiente Gráfico 2-6 se puede ver la actividad del mercado de día previo:

Gráfico 2-6 Mercado de día previo



Fuente y elaboración. Florence School of Regulation, 2019

Las liquidaciones financieras se realizan entre las Generadoras sobre la diferencia entre inyecciones y retiros al precio *spot*.

Muñoz *et al* (2017) afirman que Fershtman & Kamien (1987) que el equilibrio de un juego de circuito cerrado donde las firmas deciden las Capacidades primero y luego son Libres de escoger los niveles de producción, de forma análoga a un despacho a través de subastas, es más cercano al nivel competitivo que el estándar del juego de circuito abierto del modelo Cournot.

**(i) Contratos físicos**

Despacho basado en contratos bilaterales físicos y un mercado de balance. Siendo que la Energía no es ofrecida en un *pool*, está es contratada por las partes e ingresada por la



Generadora. Las diferencias son remuneradas a un mercado de balance, conformado por Generadoras que le venden la Energía al sistema.

**(ii) Contratos Financieros**

Despacho basado en un mercado de contratos y la operación de un mercado intradiario de ajustes y balance. En este modelo, el ISO opera técnicamente el sistema, siendo que el despacho se realiza sobre la base de declaraciones de las Generadoras sustentadas en contratos. Los desajustes en el programa son objeto de negociación en un mercado centralizado de ajustes. Asimismo, el Operador técnico, licita a nivel intradiario, los servicios de regulación necesarios para el balance, así como los servicios complementarios (“*Ancillary Services*”).

**(iii) Bolsa de Energía**

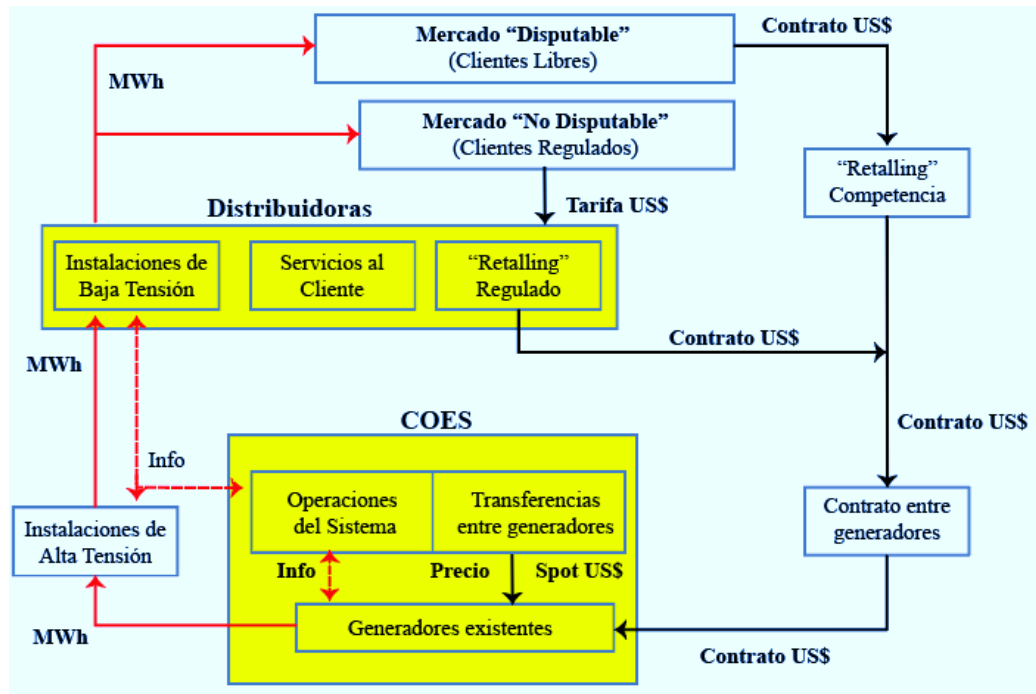
Una entidad que recibe ofertas por la compra y venta de Energía y establece la casación entre ellas. Los productos son estandarizados y toman la forma de Futuros, Forwards y Opciones.

## **2.4. Mercado Eléctrico Peruano**

### ***2.4.1. Diseño Organizacional***

En el Perú la industria de la electricidad comprende las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización (esta última asignada a nivel Usuarios Regulados en régimen de monopolio legal a favor de las Distribuidoras). Las Generadores en este contexto compiten por el derecho de suministro Energía al *pool* mandatorio, el cual es el mercado *spot* mayorista. El Gráfico 2-7 esquematiza el diseño del mercado peruano con los agentes involucrados.

Gráfico 2-7 Diseño del mercado eléctrico peruano



Fuente y elaboración. Comisión Ley N° 28447, 2006

#### 2.4.2. Transacciones físicas y transacciones financieras

Las operaciones que se realizan entre los agentes del mercado pueden denominarse físicas o financieras de acuerdo a la metodología aplicada.

En el mercado peruano (artículo 3 de la LDGE [Congreso de la República, 2006]) las Generadoras venden Energía Firme y Potencia Firme, propia o contratada. Las ventas de ambos productos se realizan de forma atada.

En las transacciones físicas (Energía y Potencia) las Generadoras entregan Energía Firme y Potencia Firme al sistema eléctrico (a través de un *pool obligatorio*). En el caso de la Energía Firme, la entrega se hace en función a su costo variable (auditado para todos las Generadoras a excepción principal de las Generadoras que usan GN), y la demanda realiza retiros de Energía en el sistema. El COES realiza el balance entre la demanda estimada y la oferta ordenando la operación de las centrales de acuerdo a sus costos variables.

El costo variable necesario para incrementar en 1 MW la oferta, se convierte en el precio *spot* de Energía del sistema, al cual todas las Generadoras y Distribuidoras realizan sus

transacciones. En dicho contexto existen dos tipos de Generadoras, aquellas cuyos ingresos son mayoritariamente por Potencia (que no despachan por tener costos variables altos) y aquellos cuyos ingresos son mayoritariamente por las inyecciones realizadas y que no dependen de los pagos por Potencia (por ejemplo, las Centrales Hidroeléctricas).

En las transacciones financieras los retiros de Energía se asignan a las Generadoras en función a los compromisos que estos han asumido con sus Clientes, los cuales pueden ser las Distribuidoras o los Clientes Libres.

Una Generadora adquiere compromisos financieros de entrega de Energía Firme por la cantidad reconocida como propia o contratada de terceros. Una vez definida la cantidad de contratación, una Generadora celebra contratos con los Usuarios Libres o los Distribuidoras (para sus Usuarios Regulados) que incluyen Potencia Firme y Energía Firme asociada o Potencia y Energía.

En el mercado *spot*, el COES ordena el despacho al mínimo costo, siendo que el precio por cada periodo es establecido por el correspondiente al costo variable de la central que cubre 1 MW adicional. Cada mes se realiza un balance de las cantidades inyectadas y retiradas por cada Generadora para atender sus compromisos contractuales. Si el balance es negativo (existen más retiros que inyecciones) el diferencial es remunerado al precio *spot*.

Las Generadoras que usan RER No Convencionales no tienen capacidad de contratación, por lo que sus inyecciones se remuneran al precio *spot*, sin perjuicio de los que tienen ingresos garantizados vía los Contratos de Concesión RER. No se les reconoce Potencia Firme y si se les reconoce Energía Firme medida en función al promedio aritmético del año anterior o la Capacidad reconocida vía los Contratos de Concesión RER.

### ***2.4.3. Abastecimiento de la demanda regulada y libre***

El artículo 34 de la LCE (Poder Ejecutivo, 1992) establece que las Distribuidoras deberán garantizar la atención de la demanda de los Usuarios Regulados como mínimo por los siguientes veinticuatro meses.

Los procesos de licitación tienen el propósito de establecer los precios del Suministro eléctrico (Potencia Firme y Energía Firme asociada) en condiciones de competencia, mediante licitaciones públicas que finalizan con la suscripción de contratos entre Generadoras y Distribuidoras, que garantizan la atención de los consumidores del sistema eléctrico en el corto y largo plazo. Es obligación de la Distribuidora iniciar un proceso de Licitación con una anticipación mínima de tres (3) años, a fin de evitar que la demanda de sus Usuarios Regulados quede sin cobertura de contratos. Los contratos tienen horizontes de entre 5 a 20 años, existiendo limitaciones para la contratación según plazos. Así, los contratos con plazos de vigencia inferiores a cinco (5) años no pueden cubrir requerimientos mayores al veinticinco por ciento (25%) de la demanda total de los Usuarios Regulados del Distribuidor.

Las Distribuidoras pueden realizar contratos bilaterales sin procedimientos de licitación, bajo la condición que el precio de dicho contrato no sea superior al Precio en Barra (componente de la Tarifa en Barra) determinado por Osinergmin.

Asimismo, la LDGE (Congreso de la República, 2006) establece que el precio regulado (Tarifa en Barra) no puede exceder el diez por ciento (10%) del promedio ponderado de los precios de las licitaciones vigentes al 31 de marzo de cada año, siempre y cuando la Energía Firme adquirida en estas licitaciones sea mayor al treinta por ciento (30%) de la demanda regulada, de lo contrario la referencia será el promedio ponderado de los precios de las licitaciones y los precios de los contratos con Usuarios Libres.

En el caso de los Usuarios Libres (más de 2.5 MW y opcionalmente para los Usuarios que así lo decidan entre los 200 kw y 2.5 MW) las Generadoras celebran contratos de corto, mediano y largo plazo.

Las adquisiciones para Usuarios Regulados privilegian la seguridad del Suministro y la menor exposición a la volatilidad del CMCP, conforme al literal a) del artículo 3 de la LDGE (Congreso de la República, 2006). Dicha finalidad se logra con contratos que establezcan los

precios de Suministro, que mitiguen la volatilidad del precio *spot* y que aseguren el Suministro hacia la demanda regulada.

En el caso de los Usuarios Libres, estos tienen perfiles distintos, mostrando una menor aversión al riesgo de precio (volatilidad del precio *spot*), teniendo acceso a descuentos, formas de contratación distintas (un monómico [comprende Potencia y Energía] cercano a los precios de la Energía en el corto plazo). A mayor abundamiento, los precios medios para Usuarios Libres pueden variar, entre otros factores por factor de carga del Usuario o la variabilidad de su demanda.

En dicho contexto, los precios de los Usuarios Regulados tienen un comportamiento alejado de las señales de corto plazo por disposición expresa de la LDGE (Congreso de la República, 2006). Los Usuarios Libres, tienen a contratarse tomando de referencia los precios *spot*.

#### ***2.4.4. Separación vertical en la LCE***

La LCE (Poder Ejecutivo, 1992) estableció en su primera redacción la separación vertical (legal) de las tres actividades, restringida a que una misma persona (titular) realice las actividades de Generación, Transmisión y Distribución de forma simultánea, no prohibiéndose que esta se realice de forma indirecta (vía otra persona jurídica, o grupo económico). Posteriormente, mediante la LAASE (Congreso de la República, 1997), se estableció un régimen de control de concentraciones de tipo vertical u horizontal que se produzcan en las actividades de Generación y/o de Transmisión y/o de Distribución.

Al respecto el 44% de la oferta de Generación se encuentra vinculada con la Distribución. El detalle al 2016 se muestra en la Tabla 2-1:

Tabla 2-1 Generadoras integradas verticalmente

Integración vertical	Empresa Generadora	Producción de Energía (MW.h)	% Producción de Energía
Sí	Chinango	19,675,561.00	44%
	Edelgel		
	Epsa		
	Egesur		
	Electroperú		
	Luz del Sur		
	San Gabán		
No	Aguas y Energía	25,032,428.00	56%
	Aipsa		
	Celepsa		
	EGE Canchayllo		
	EGE Junín		
	Egenor		
	Eléctrica Río Doble		
	Eléctrica Santa Rosa		
	Eléctrica Yanapampa		
	Electro Andes		
	Energía Eólica		
	Energía Limpia SAC		
	Enersur		
	Fenix Power		
	Gepsa		
	GTS Majes		
	GTS Tacna		
	Hidrocañete		
	Huanza		
	Kallpa		
	Maja		
	Maple Etanol		
	Minera Corona (Huanchor)		
	Moquegua Fotovoltaico		
	Panamericana Solar		
	Parque Eólico Marcona		
	Parque Eólico Tres Hermanas		
	Petramas		
	Santa Cruz		
	SDE Piura		
	SDF Energía		
	Shougesa		
	Sinersa		
SM Cerro Verde			
Termochilca			
Termoselva			
Total	44,707,989.00	100%	

Fuente: CEPLI y CEPA (2016)

En dicho contexto, se observa en la Tabla 2-2 las ventas de las Generadoras son mayoritariamente hacia los Usuarios Regulados y Libres de las áreas de concesión de sus vinculadas en el segmento de Distribución.

Tabla 2-2 Venta de Energía de Empresas Generadoras Asociadas a Empresas Distribuidoras - 2016

Nombre de Empresa Generadoras	Venta de Energía a Distribuidor Asociado (MWh)	Venta de Energía a Clientes libres (MWh)	Venta de Energía a Otros Generadores (MWh)	Venta Total de Energía (MWh)	% de venta a Distribuidor Asociado
Electro Centro	90,116.91			90,116.91	100%
Electro Dunas	4,553.88			4,553.88	100%
Electro Nor Oeste	14,575.84			14,575.84	100%
Electro Norte	17,378.65			17,378.65	100%
Electro Norte Medio (HIDRANDINA)	52,024.99			52,024.99	100%
Electro Puno	13,854.64			13,854.64	100%
Electro Sur Este	44,573.02			44,573.02	100%
Electro Ucayali	11,118.15			11,118.15	100%
Enel Generación	6,674.50			6,674.50	100%
Luz de Sur	22,076.93	338,294.91	275,354.69	635,726.54	3%
Sociedad Eléctrica del Sur Oeste (SEAL)	2,498.23			2,498.23	100%

**Notas:**

A partir del mes de febrero 2016 Luz del Sur (CH Santa Teresa) vende su energía únicamente a clientes Libres y otro Generadores.

Fuente. DGE

Elaboración. Propia

A la fecha, la totalidad de Distribuidoras tiene vinculación con Generadoras (estatales y no estatales). En principio, las licitaciones de la LDGE (Congreso de la República, 2006) mitigan los riesgos de dicha vinculación (retrasos en inversiones en Generación, reducción de la profundidad del mercado de contratos). Sin embargo, la normativa vigente permite la realización de las dos actividades a través de una misma persona jurídica. Según la redacción vigente del artículo 122 de la LCE (Poder Ejecutivo, 1992), un no vinculado puede recibir títulos habilitantes para la realización de la actividad de Generación y luego transferirlos a un Distribuidora. En tanto se trata de proyectos no operativos (en construcción), el Indecopi carecería de competencias administrativas bajo la LAASE (Congreso de la República, 1997). De esta forma, se alcanza la integración vertical de las actividades de Generación y Distribución bajo la misma persona jurídica, reduciéndose la profundidad del mercado de licitaciones (las adquisiciones son a precio en barra), reteniéndose los pagos por peajes de Transmisión y cargos asociados.

## 2.5. Mercado *Spot* y Pago por Potencia

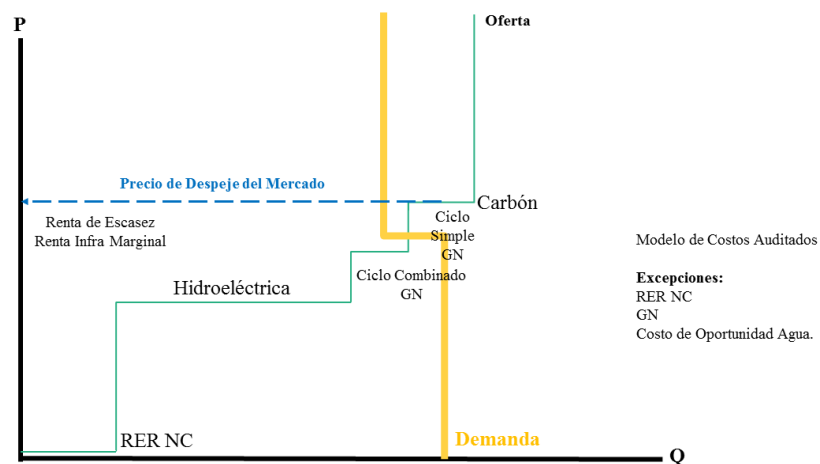
### (i) Precio de Energía

Establece el literal a) del artículo 43 de la LCE (Poder Ejecutivo, 1992), que las transferencias de Potencia y Energía entre Generadoras son iguales a los CMCP están bajo regulación de precios, siendo determinados por el COES, de acuerdo al artículo 14 de la LDGE (Congreso de la República, 2006). Dicha regulación no es aplicable a los contratos entre Generadoras por parte de la Potencia Firme y Energía Firme del comprador. En el mismo

sentido, los retiros de Potencia y Energía en el COES que efectúen los Distribuidores y Usuarios Libres.

El artículo 42 de la LCE (Poder Ejecutivo, 1992) prescribe que los precios regulados corresponden a los Costos Marginales de Suministro y se estructuran con la finalidad de promover la eficiencia del sector. Los precios regulados incluyen el de las transferencias de Potencia Firme y Energía Firme entre Generadoras, iguales a los Costos Marginales. El artículo 5 de la LCE (Poder Ejecutivo, 1992) define al CMCP, como el costo de producir una unidad adicional de Energía en cualquier barra del Sistema. Así, el artículo 105 del RLCE (Poder Ejecutivo, 1993) establece que el CMCP, conforme a la definición quinta del Anexo I de la LCE (Poder Ejecutivo, 1992), se calcula teniendo en cuenta es costo promedio en el que incurre el sistema eléctrico en conjunto durante una hora para suministrar una unidad adicional de Energía en la barra correspondiente. Asimismo, el Glosario de abreviaturas y definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES define al Costo Variable, como los costos de operación de una Unidad de Generación que dependen de su nivel de producción, determinados de acuerdo a los Procedimientos Técnicos del COES, diferenciando los Costos Variables Combustibles y los Costos Variables No Combustibles. Lo indicado se resume en el Gráfico N° 2-8.

Gráfico N° 2-8 Despacho en el MCP



Fuente y elaboración. Propia



En dicho contexto, el MCP responde a un esquema de costos auditados, con excepción de la Generación con GN, la Generación con RER No Convencionales y el costo de oportunidad del agua.

Cabe señalar que los cambios de equilibrio Precio/Cantidad del MCP no se originan en la demanda, la cual es significativamente inelástica. Los cambios en el punto de equilibrio se realizan desde el lado de la oferta. Sin perjuicio de ello, cabe señalar que Bendezú y Gallardo (2006) demostraron para el caso peruano (las tarifas son progresivas, a través del FOSE, esto es los hogares con un consumo menor a 100 kW tienen una tarifa menor por kWh subsidiada por los hogares con mayor consumo) existe una mayor Elasticidad-Precio y Elasticidad-Ingreso en los hogares con menores ingresos. Al respecto, corresponde detenerse en la Tabla N° 2-3.

Tabla 2-3 Elasticidad Ingresos y Precios - Efectos Promedios (por Percentiles de Ingresos)

Percentil	Precio	Ingreso
1	-0.9357***	0.2693***
2	-0.7317***	0.3323***
3	-0.5840***	0.3556***
4	-0.4640***	0.3346***
5	-0.3529***	0.2578***
6	-0.2665***	0.1710***
7	-0.2334***	0.1694***
8	-0.2077***	0.1726***
9	-0.1982***	0.2039***
10	-0.1653***	0.2552***
Total	-0.3170***	0.2349***

Nota: \*\*\*Significante al 1%.

Fuente y elaboración. Bendezú y Gallardo (2006)

#### (ii) Precio de Potencia Firme

La Capacidad se paga a través del pago igual al costo de expansión del sistema (costo fijo de la central de punta). Los ingresos son recaudados en la tarifa de barra de Potencia (“Bolsa de Potencia”) correspondiente a los Ingresos Adicionales por Pago por Potencia Generada (IAPG):

Ecuación 2-1 Bolsa de Capacidad

$$Bolsa\ de\ Capacidad = \sum PP_i \times Máxima\ Demanda\ Mensual,$$

Siendo  $PP_i$  el Precio de Potencia en la barra  $i$ . Este precio se determina con el Precio Básico de Potencia del Sistema (PBP) haciendo la expansión por pérdidas de Energía en cada barra. El PBP se obtiene de:

Ecuación 2-2 Precio Básico de Potencia

$$PBP = PTG \times (1 + MRFO) \times \left( \frac{1}{1 - TIF} \right)$$

Dónde:

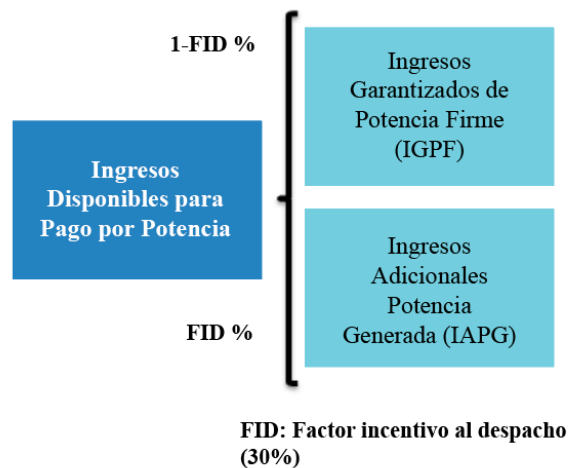
$PTG$  Es el precio del Turbo Generadora (anualidad de la inversión más COyM).

$MRFO$  Es el Margen de Reserva Firme Objetivo (30%).

$TIF$  Es la Tasa de Indisponibilidad Fortuita.

En la siguiente Gráfico 2-9 se muestra cómo se forma el ingreso por Potencia.

Gráfico 2-9 Formación de Ingreso Disponible por Potencia



Fuente y elaboración. Osinergmin (2006)

Cabe señalar que el Factor de Incentivo al Despacho o Ingresos Adicionales por Potencia Generada está suspendido (DS N° 057-2009-EM). Según la Exposición de Motivos, la finalidad fue “*incentivar la instalación de unidades de reserva para garantizar el adecuado nivel de seguridad en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, y considerando que dichas unidades en situación normal no generarán energía por lo cual no recibirán la parte del precio de potencia igual al factor del incentivo al despacho a que se refiere el inciso d) del*

*artículo 111 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas*”. Al respecto, los ingresos adicionales tienen por objetivo que las centrales de punta tengan los incentivos para despachar. En el largo plazo, la medida genera los incentivos para la inversión en generación de punta más allá de las necesidades del mercado, generando una mayor brecha en la transición de la generación de punta a generación de media base. La medida debe ser modificada considerando la entrada en operación de las centrales de Reserva Fría y las del Nodo Energético del Sur, que modifica los supuestos utilizados en la Exposición de Motivos del DS N° 057-2009-EM.

Los ingresos recaudados en la Tarifa en Barra de Potencia por todas las Generadoras, alcanza a conformar una “*Bolsa de Capacidad*” siendo que este ingreso satisface los IGPF.

Los IGPF se reparten realizando un despacho de Potencia para la hora del pico mensual y el Margen de Reserva, ordenándose las centrales por costo variable, siendo que cada unidad de Generación participa con su Potencia Efectiva (la Potencia máxima generable en condiciones normales en el periodo de máxima demanda anual) y los IAPG.

Si la sumatoria de las Potencias Efectivas es menor de la máxima demanda más la reserva, se paga a todas las Generadoras de la totalidad de la Potencia Firme ofertada. Si la sumatoria es mayor, se paga la que oferta de Capacidad que satisface la demanda máxima más la reserva, optimizándose el flujo de Potencia.

Los IAPG resultan de multiplicar la Generación real horaria por un precio horario de Potencia. El precio horario depende de la probabilidad de no Suministro en cada hora, conocidos como Factores de Distribución Horaria del Precio de la Potencia (FHDP).

Finalmente, existen las Reservas Frías de Generación (tanto las que Reservas Frías en sentido estricto, como las del Nodo Energético del Sur) que entregan un margen de reserva para la operación del Sistema a través de un pago por Potencia contractual, pagado por los Usuarios a través de un Cargo asociado al peaje de Transmisión.

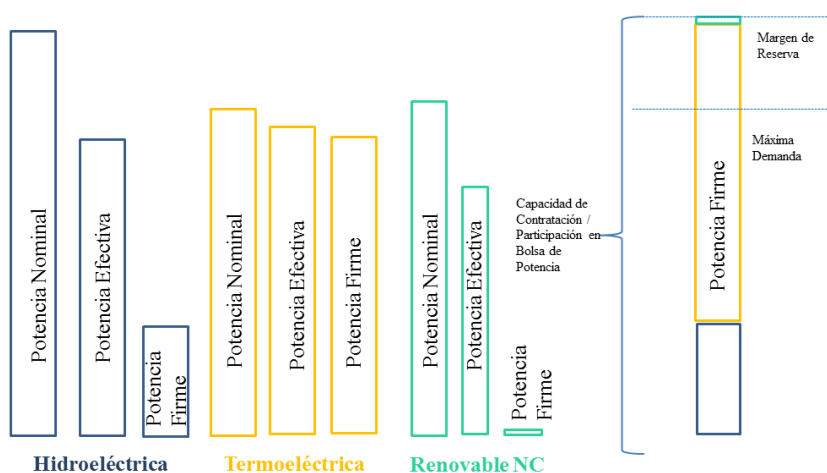
Los recursos son recaudados a través de las valorizaciones de los retiros de Potencia efectuados por las Generadoras, Distribuidoras y grandes Usuarios (numeral 3 del artículo 1 de la LDGE [Congreso de la República, 2006]).

## Relación entre el pago por Potencia y pago por Energía y los ingresos netos de una Generadora

En el mercado eléctrico peruano, una Generadora sólo puede ofertar la Potencia Firme y la Energía Firme medida por cada unidad de Generación. La firmeza viene dada por la alta seguridad del Suministro. En el caso de las unidades de Generación hidroeléctrica, la Potencia Firme se alcanza con el 95% de excedencia. En el caso de las unidades de Generación RER No Convencionales, la normativa no les ha reconocido Potencia Firme dada su intermitencia y su nula participación en la hora punta. Para las centrales de Generación térmicas la Potencia Firme es igual a la Potencia Efectiva menos las indisponibilidades programadas y no programadas.

Esto significa que la Energía que se inyecte por encima de la Energía Firme, será remunerada al precio *spot*. Esto se traduce en una mayor exposición de las unidades de Generación hidroeléctrica al precio *spot* y una absoluta exposición al precio *spot* por parte de las unidades de Generación RER No Convencionales. Al respecto, el Gráfico N° 2-10 describe dicha exposición:

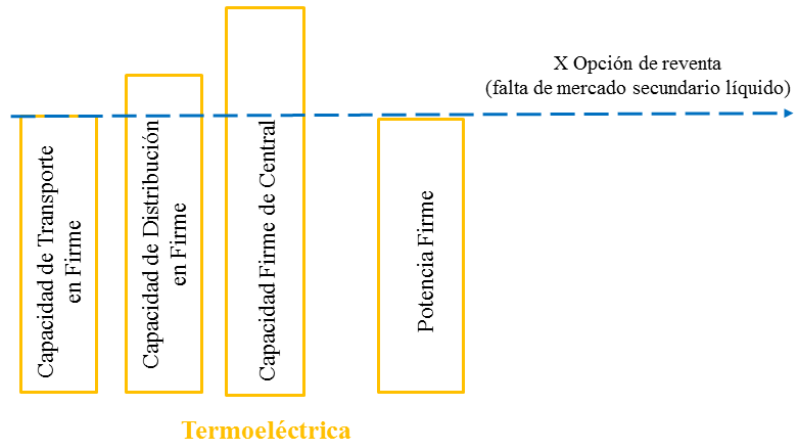
Gráfico 2-10 Potencia Firme de las unidades de Generación



Fuente y elaboración. Propia

En el caso de las centrales que usan GN es necesario que se garantiza la existencia de contratos a firme por el Transporte de GN “desde el campo hasta la central” (artículo 110 del RLCE).

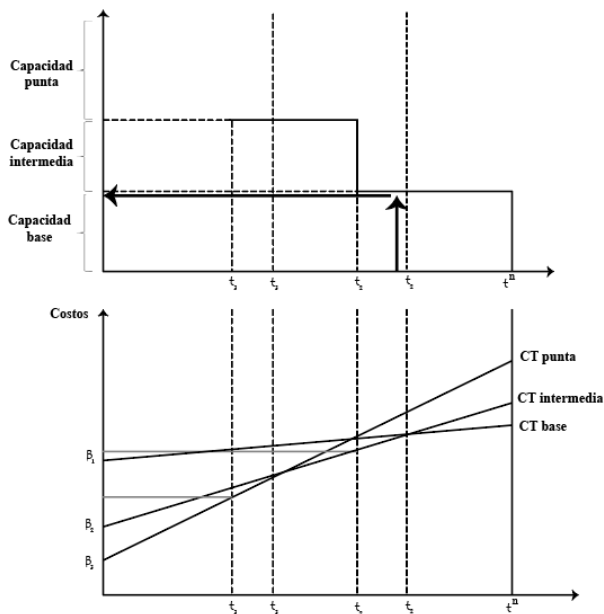
Gráfico 2-11 Potencia firme para unidades de Generación que usan GN



Fuente y elaboración. Propia

En el mercado eléctrico peruano, una central será de base mientras más horas durante el año produzca Energía, y una de punta mientras menos horas produzca. Las centrales de base tienen un alto costo fijo y un reducido costo variable, mientras que las de punta y de reserva tienen un bajo costo fijo y un alto costo variable. En el sistema marginalista, las intersecciones en los costos variables en el eje horizontal del periodo anual (8760 horas) indican a partir de que hora de operación, determinada tecnología de Generación es más eficiente, a nivel de costos variables. Tal como se muestra a continuación en el siguiente Gráfico 2-12.

Gráfico 2-12 Bloques de demanda y cortes de demanda

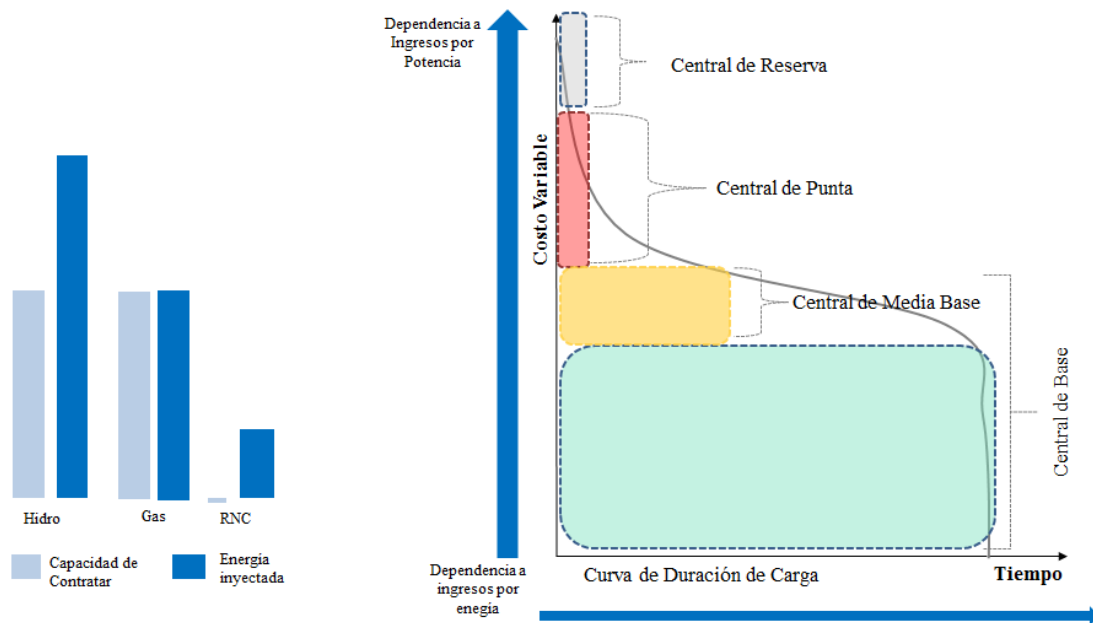


Fuente y elaboración. Dammert et al (2013)

Una central de punta o de reserva, despacha pocas horas al año, por lo que sus horas de operación, serán reconocidas para cubrir los costos variables, pero no los costos fijos. Estos costos de inversión se recuperan a través del pago por Potencia Firme. En sentido estricto, la regulación del tipo marginalista peruana, asegura ingresos a través del pago por Potencia y por Energía solo a las centrales de punta y reserva (turbo gas a ciclo simple con una tasa de rentabilidad del 12 por ciento anual según la LCE [Poder Ejecutivo, 1992] y el RLCE [Poder Ejecutivo, 1993]).

Para las centrales de media base, con altos costos fijos u bajos costos variables, en la regulación marginalista, los costos de inversión no cubiertos por los pagos por Potencia Firme, serán cubiertos a través de los ingresos por Energía en el mercado *spot* o el mercado de contratos. En tal sentido, estas centrales, que operan la mayor parte del año, no tendrán asegurados los ingresos para cubrir costos fijos, sino solo los costos variables (en un esquema de costos auditados), por lo que el nivel de recuperación de sus costos fijos depende de la diferencia entre el precio *spot* y el Costo Marginal de dichas centrales. A continuación, se muestra el Gráfico 2-13 de la duración de carga.

Gráfico 2-13 Tipos de centrales según curva de duración de carga



Fuente y elaboración. Luis Espinoza (2019)

En dicho contexto, la Potencia Firme reconocida, además de determinar la participación en la “*Bolsa de Potencia*”, determina la capacidad de contratación de cada central de Generación, lo que permite estabilizar los flujos de ingresos por Potencia de Energía y evitar estar expuesto al a volatilidad del precio *spot*. Los contratos de corto plazo tienen una mayor convergencia al precio *spot*, mientras que los contratos de largo plazo internalizan el riesgo del precio a la fecha de la entrega de Energía.

En dicho contexto los ingresos netos anuales de una Generadora son iguales a:

Ecuación 2-3 Ingresos anuales de una Generadora

$$\Pi^N = (CMg^I - CV) * Eg + (PEC - CMg^R) * Ec + INP - ((AVI + COyM) + PTR)$$

Donde:

$\Pi^N$  = Ingresos netos anuales del generador.

$CMg^I$  = Costos Marginales de la energía inyectada por el generador.

$CV$  = Costos variables propios del generador.

$Eg$  = Energía generada (inyectada) por el generador.

$PEC$  = Precio de la energía de los contratos que tenga el generador.

$CMg^R$  = Costo Marginal de la energía retirada por el generador.

$Ec$  = Energía contratada (retirada) por el generador.

$INP$  = Ingresos netos de potencia que recibe el generador.

$AVI + COyM$  = Costo total del generador, que incluye la anualidad de la Inversión (AVI) más los costos de operación y mantenimiento.

$PTR$  = Pago por el uso de los sistemas de transmisión.

Al respecto Fuentes (2014) explica lo siguiente:

- $[(CMg^I - CV) * Eg]$  representa el rol del Productor que asume la Generadora, teniendo ganancias cuando  $(CMg^I > CV)$ , es decir, cuando el precio *spot* de Energía es mayor al costo variable al momento de inyectar.
- $[(PEC - CMg^R) * Ec]$  representa el rol de comercializador de la Generadora:
  - ✓ Si el precio del contrato es mayor que el Costo Marginal del sistema cuando se retira Energía para cumplir el contrato se tienen ganancias:  $(PEC > CMg^R)$
  - ✓ Si el precio del contrato es menor que el Costo Marginal del sistema cuando se retira Energía, se tendrán pérdidas:  $(PEC < CMg^R)$ .
- En las tecnologías de base, el Ingreso Neto de Potencia (INP) debiese ser menor que los costos de inversión (AVI), en la medida que se espera una proporción de tiempo en el cual se infra margina.
- Los Costos de Operación y Manteamiento y los pagos por el uso de Transmisión (PTR) deben ser en proporción menor de los costos totales.

## **2.6. Mercado Mayorista de Electricidad (MME)**

El artículo 11 de la LDGE (Congreso de la República, 2006) establece que en el MME participan los Generadores, los Distribuidores para atender a sus Usuarios Libres y los Grandes Usuarios Libres. La compra y venta de Energía Firme en dicho mercado se realiza en función a los CMCP nodales. Los retiros de Potencia que se efectúan en el MME que coinciden con la máxima demanda del período mensual están sujetos a pagos por Capacidad.

Dicho MME está constituido por el MCP y los mecanismos de asignación de servicios Complementarios, inflexibilidades Operativas y pagos colaterales para el funcionamiento del SEIN. En el CMCP de Energía, se diferencian las Rentas por Congestión y los Costos Marginales de Energía.

El MME opera de forma paralela al MCP entre Generadoras, interviniendo adicionalmente los Usuarios Libres y Distribuidores hasta por el 10% de su Máxima Demanda. Su objetivo es permitir el ajuste de los descalces para el cumplimiento de obligaciones contractuales por parte de los agentes. A la fecha, no existen Usuarios Libres inscritos.

En el Anexo 2 se detalla los conceptos del monitoreo del mercado mayorista del año 2018, en el cual se muestra que no hay poder de mercado, es decir, es un mercado competitivo y poco profundo.

### ***2.6.1. Regulación de las Energías Renovables***

La Política de Energías Renovables está conducida por la internalización de los costos proyectados de las emisiones de carbono a la atmósfera (cuestión ambiental), y recientemente en el objetivo de dar mayor confiabilidad al sistema (seguridad energética).

Los instrumentos más usados más usados son los cargos en tarifas y estándares de portafolios renovables son:

(i) Sistemas basados de Precios: Los cargos en las tarifas son la principal forma de regulación de precios, se caracterizan por establecer un precio mínimo y la obligación de los Operadores de la red o las Generadoras de suministrar Potencia a este precio por un periodo de tiempo específico. La autoridad gubernamental determina el precio por kWh que las



Distribuidoras tienen que pagar por la electricidad inyectada dentro de una red local (el mismo que puede ser obtenido mediante licitaciones). Cuando el cargo en la tarifa es más alto que el precio promedio del mercado, el instrumento tiene el mismo efecto que un subsidio para los Productores de Energía obtenida de fuentes renovables, incluso si el subsidio es pagado por los Operadores de la red y los Distribuidoras. Sin embargo, los cargos en tarifas son criticados por no proveer los suficientes incentivos para la reducción de costos de Generación. La pérdida de eficiencia es generada por (a) la asimetría de la información: En tanto las tarifas son fijadas por la autoridad gubernamental, no existe suficiente información sobre los costos de producción y su desarrollo para diferentes tecnologías, y (b) ausencia de competencia.

(ii) Sistemas basados en cantidad y certificados transferibles. Los sistemas de cuota corresponden al segundo más importante tipo de instrumento. Los *Renewable portfolio standards* (RPS) son los más comunes. En un sistema de cuota, las Distribuidoras están obligadas a comprar una cuota fija de Energía producida con Energía renovable. Las Generadoras o Comercializadoras tienen la opción de producir una cantidad fija de Energía o comprar esta de una Generadora RER. También se permite la venta de certificado de otras Generadoras.

### ***2.6.2. Diseño regulatorio del régimen peruano***

Conforme a lo dispuesto por el DL N° 1002 y su Reglamento, el Osinergmin convoca a subastas para el Suministro de Energía con Recursos Energéticos Renovables (RER) al SEIN. El MEM establece con periodicidad quinquenal el porcentaje objetivo de participación en el consumo nacional (el primer quinquenio no debe superar el 5%).

A través del Contrato de Suministro RER, se adjudica el Suministro de Energía para el SEIN, a una Tarifa de Adjudicación resultado de la puja, otorgando un Ingreso Garantizado por la prioridad en el despacho que incluye Potencia y Energía (precio monómico), correspondiente al ingreso anual que percibirá la Concesionaria por las Inyecciones Netas de Energía hasta el límite de la Energía Adjudicada. El Diferencial (Ingreso Garantizado - precio *spot*) es pagado mediante un Cargo Prima RER asociado al Peaje de Transmisión. En dicho contexto si el CMCP es menor, mayor será el Cargo Prima RER, el mismo que es pagado en proporción mayor por la demanda regulada, en atención a su participación en la máxima demanda.

En dicho contexto, los Ingresos Garantizados de los Generadores RER No Convencionales Adjudicatarios son fijos, siendo que a un menor CMCP, existirá un mayor Cargo Prima RER.

### **Potencia Firme (proyectos normativos publicados por el MEM y por el Osinergmin)**

#### **Proyecto normativo publicado por el MEM**

Mediante RM N° 455-2018-MEM/DM, el MEM autorizó la publicación del proyecto de Decreto Supremo que modifica el artículo 110 del RLCE (MEM, 1993), aprobado mediante DS 009-93-EM, a fin de reconocer Potencia Firme (Potencia que puede suministrar cada unidad Generadora con alta seguridad) a las Generadoras con RER con tecnología solar y eólica. El proyecto de DS publicado por el MEM establece para las centrales RER que usan tecnología eólica y solar tienen una Potencia Firme igual a:

Ecuación 2-4 Potencia Firme

$$PF = PI \times FP$$

Donde:

*PF es igual a la Potencia Firme .*

*PI es igual a la Potencia Inicial.*

*FP es igual al Factor de Presencia correspondiente al mes de evaluación.*

A su vez, la Potencia Inicial es la sumatoria menor energía producida cada mes del estiaje (junio, julio, agosto, setiembre, octubre y noviembre) de los años de funcionamiento de la central dividido entre el periodo de evaluación (4392 horas). La expresión es la siguiente:

Ecuación 2-5 Potencia Inicial

$$PI = \frac{\sum E_j^*}{4392}$$

Donde:

*PI es la Potencia Inicial.*

$\sum E_j^*$  *es la sumatoria de la producción de las menores producciones de energía de los meses de junio a noviembre.*

El *Factor de Presencia* se calcula sobre la base de la disponibilidad diaria de las centrales solares y eólicas, siendo 1 si la central despachó la Potencia media evaluada durante las 24 horas del día y es al menos 15% de la Potencia instalada de la planta. Es 0 si no se

cumple con dicha condición. Si en un mes calendario, la verificación de disponibilidad diaria no supera 15 días consecutivos con valores asignados como 0, el FP será igual a uno (1,0), caso contrario se determinará conforme al siguiente procedimiento:

Ecuación 2-6 Factor de Presencia

$$FP = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n d_i$$

Donde:

*FP es igual a Factor de Presencia mensual.*

*n es el número de días.*

*d es la Disponibilidad diaria de la central del día "i" (1 o 0).*

Cabe señalar, que de no contarse con datos de evaluación para la Potencia Inicial, el cálculo de la Potencia Inicial de las centrales RER de tecnología eólica y solar fotovoltaica con menos de un año de operación comercial, se realiza utilizando un modelo de simulación alimentado con datos certificados de estaciones o torres de medición calibrados que cuenten con un mínimo de un año de registros, que cuente con al menos 95% de datos registrados.

### **Propuesta normativa publicada por el Osinergmin**

Mediante Resolución N° 073-2019-OS-CD publicada el 1 de mayo de 2019, el Osinergmin publicó el proyecto de modificación del numeral 8.6.3 del Procedimiento Técnico del COES N° 26 “Cálculo de la Potencia Firme”, estableciendo que la Potencia Firme de las Centrales RER eólica, solar o mareomotriz “se determina utilizando la producción de energía activa y las Horas punta del Sistema definidas por el Ministerio de Energía y Minas, en cumplimiento del Artículo 110° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctrica” de acuerdo a la siguiente fórmula:

Ecuación 2-7 Cálculo de la Potencia Firme

$$PF = \frac{\sum_{i=1}^h EG_i}{h}$$

Donde:

*PF es Potencia Firme.*

*EG<sub>i</sub> es la Producción de energía de la central RER durante las Horas de punta de los últimos 36 meses. En caso de no disponerse de esta serie, se hará uso de los meses históricos inmediatos que se tengan disponibles.*

*h es el Total de Horas de punta del Sistema durante los últimos 36 meses.*

De la revisión del informe N° 379-2018-GRT “Modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 26 Cálculo de la Potencia Firme” (Osinergmin, 2019) que sustenta la emisión del proyecto normativo se verifica lo siguiente:

- (i) La entrada de la Generación RER intermitente y no gestionable modifica el paradigma de equiparar la Máxima de Demanda (Hora punta) con los periodos de escasez, existiendo el escenario en que la Hora punta se alcance durante el día y los periodos de escasez durante la noche (Hora no punta) cuando la Generación solar produce cero.
- (ii) El pago por Potencia tiene por objeto minimizar el impacto de los periodos de escasez. La métrica utilizada para determinar el pago incluye la Potencia Firme. Esta es medida en los (i) sistemas termoeléctricos como la producción esperada de cada central en la máxima demanda, y (ii) sistemas hidráulicos como la producción esperada en los periodos secos.
- (iii) La generación intermitente contribuye a la garantía de suministro cuando existe suficiente almacenamiento para modular su producción en el corto plazo. En tanto el escenario descrito en (i) sea más pronunciado, se hace más necesario tomar medidas regulatorias destinadas a enviar la señal regulatorio que oriente la inversión. Es necesaria que dicha señal sea estable a fin de garantizar su eficacia.

### **Observaciones al proyecto del MEM**

#### **(i) Tratamiento diferenciado**

Establece la definición 12 del Anexo 1 de la LCE que la Potencia Firme es la Capacidad que se puede suministrar cada central con “*alta seguridad*” de acuerdo a lo que define el RLCE.

Bajo dicha delegación, el RLCE contiene e) del artículo 110 prescribe que la definición de Horas punta determinadas por el MEM, servirán para evaluar las indisponibilidades de las generadoras termoeléctricas. Asimismo, el literal b) del artículo 110 prescribe que el Factor de Presencia (necesario para determinar la Potencia Firme de una central Hidráulica) será 1 cuando la central despacho al menos el 50% del periodo de duración de la Horas punta del sistema.

En dicho contexto, la RM N° 210-2017-MEM/DM que fijó las Horas punta indica lo siguiente:

*“Que, conforme con el Informe del Visto, como resultado del análisis efectuado en los diagramas de carga típicos del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de los últimos años, se observa que desde el año 2014 al 2016 en el mes de febrero se viene registrado la máxima demanda mensual en un periodo distinto al periodo de las Horas de Punta del SEIN, que define el Ministerio de Energía y Minas;*

*Que, lo descrito en el considerando que antecede es parte de la evolución del sistema que viene sucediendo en la estación de verano, lo cual es un evento estacional minoritario, considerando que en los demás meses del año el diagrama de carga del SEIN conserva su forma clásica con registros de máxima demanda en el periodo de Horas de Punta;*

*Que, ante la posibilidad que el evento estacional señalado aumente su frecuencia de ocurrencia, se viene trabajando en la mejora del marco regulatorio del sector eléctrico a la cual deberán adecuarse los integrantes del SEIN”*

En dicho contexto, el MEM establece entre las 17 a 23 horas, como el intervalo de tiempo en el que se produce la máxima demanda que sirve para la determinación de la excedencia o no de la Potencia Firme de las centrales.

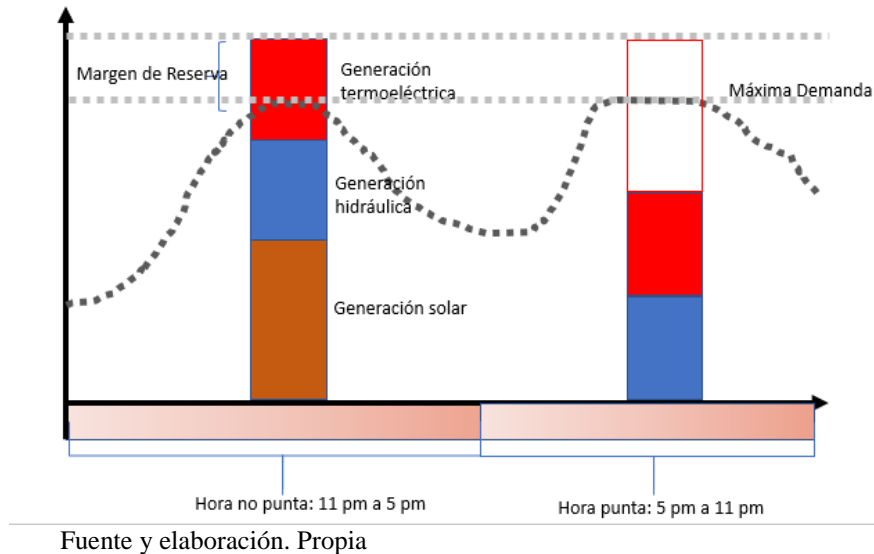
En dicho contexto, la forma de cálculo del proyecto del MEM, no cumple con aplicar el mismo criterio establecido para las centrales hidráulicas y termoeléctricas. Al respecto, el proyecto de Exposición de Motivos de la propuesta normativa del MEM señala que la máxima demanda se está trasladando a horas del día, por lo que la definición de la Hora punta resulta desactualizada.

Al respecto, la definición de la Hora punta y Horas de regulación tiene por efecto determinar las cantidades de producto (Potencia) necesario para garantizar la garantía de suministro y la distribución de la capacidad de contratación y la distribución de los ingresos por Potencia.

En dicho contexto, la propuesta normativa del MEM establece un tratamiento regulatorio distinto, que beneficia a las centrales solares que no aportan durante la Hora punta.

Esto es, que no otorgan garantía del suministro. Incluso en el supuesto en que la máxima demanda se encuentre en horas del día (cuando las centrales solares producen energía), salvo una alta penetración de almacenamiento, el periodo de escasez se encuentra en horas de la noche. El siguiente gráfico simplifica la explicación.

Gráfico 2-14 Intervalos de escasez y Hora punta del sistema



(ii) La creación de mayores externalidades negativas (costos adicionales para el sistema) que generan mayores costos en regulación primaria, secundaria y de tensión. Al respecto, corresponde referirnos al “*Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes. Informe Final*” (Consortio PSR-Moray, 2018) que concluye que existen costos adicionales en la operación consistentes en (i) costos directos de encendido, (ii) costos indirectos de encendido, (iii) costos indirectos por seguimiento, (iv) costos por menor eficiencia, (v) costos de oportunidad. El desarrollo de cada concepto se encuentra en el numeral 4.8.3 del presente documento. Los costos de la flexibilidad, denominados costos operativos no cubiertos por el Costo Marginal, en el escenario DMCM (escenario que simula una evaluación específica de la hidrología, de inversiones en el sistema de transmisión, entre otros) crecen de USD/ 0.25 (penetración de Generación RER variable e intermitente de 10% al 2021) a USD/ 3.23 por MWh (penetración de Generación RER variable e intermitente de 65% al 2030), principalmente (65%) por mayores costos de encendido.

## **Relación entre el MDP y el proyecto normativo del MEM**

De aprobarse el proyecto del MEM, existirán incentivos para la inversión en Generación RER solar y eólica, lo que producirá una reducción del precio spot (ambas tecnologías despachan a costo variable cero), lo que reducirá el despacho disponible para la generación hidroeléctrica y termoeléctrica aumentando la diferencia entre los precios de Hora punta y fuera de Hora punta.

### ***2.6.3. Generación promovida por el Estado***

La normativa vigente establece vías para que el Estado intervenga ampliando la Capacidad de Generación del SEIN. Las normas son las siguientes:

- (i) Séptima Disposición Complementaria Final de la LDGE (Congreso de la República, 2006), que permite a las empresas estatales intervenir como comercializador. En tanto dicha intervención se origina en la iniciativa de la empresa estatal (principalmente Electroperú).
- (ii) La promoción de la inversión privada en proyectos que incrementan la seguridad energética, de acuerdo a los artículos 1, 5 y 7 de la Ley N° 29970 (Congreso de la República, 2012).
- (iii) Cabe señalar que bajo el DU N° 032-2010 (Poder Ejecutivo 2010), se implementaron los proyectos Cerro del Águila y Chaglla, utilizando a Electroperú como comercializador.
- (iv) Las reservas frías que, con la revisión que determine el MEM como necesarias (artículo 6 del DL N° 1041 [Poder Ejecutivo, 2008]).
- (v) Las subastas organizadas por Osinergmin para Generación con RER, en el marco del DL N° 1002 (Poder Ejecutivo, 2008).

Al respecto, los mecanismos (i), (ii), y (iii) sustituyen los mecanismos de pago por Capacidad (Reservas Estratégicas), fuera del marco de evaluaciones técnicas a cargo del Operador con una perspectiva de largo plazo.

### **Proyectos de Generación ejecutados**

Desde la promulgación de la LDGE (Congreso de la República, 2006), los mecanismos de licitación, para cubrir la demanda de las Distribuidoras, permitieron el

ingreso de nueva Generación eficiente al sistema (centrales hidroeléctricas y térmicas a base de GN).

En ese sentido, entre los años 2008 y 2011, el Estado encargó a ProInversión, la licitación de centrales hidroeléctricas, en dos procesos; el primero, con fecha de adjudicación el año 2009, sirvió para el ingreso de las centrales hidroeléctricas de Cheves y Santa Teresa, y el segundo proceso, con fecha de adjudicación el año 2011, sirvió para el ingreso de las centrales hidroeléctricas de Chaglla y Cerro del Águila, la Potencia Efectiva de todas las centrales alcanza los 1252 MW (a diciembre del 2018).

Asimismo, mediante el DS N° 001-2010-EM (Poder Ejecutivo, 2010), se crea un mecanismo remunerativo para las centrales de reserva fría, siendo que se adjudicó la construcción y operación bajo régimen e reserva fría, las Centrales Térmicas de Reserva Fría de Talara, Ilo y Eten, con una Potencia efectiva, en conjunto, de 830 MW (a diciembre 2018).

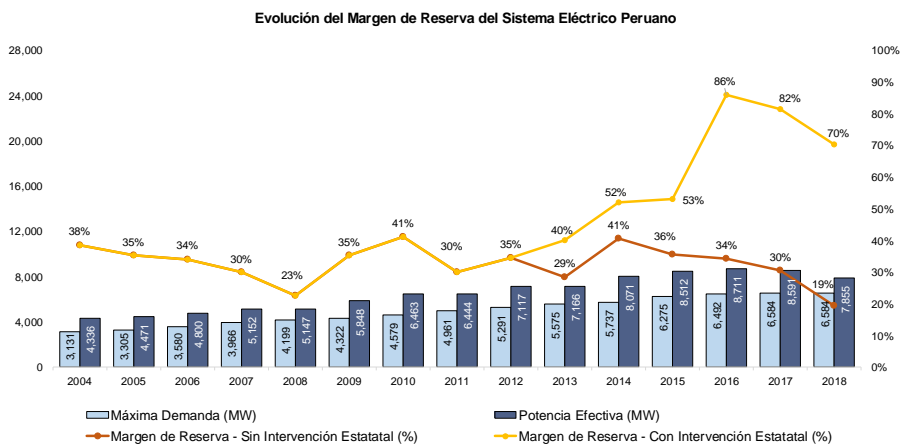
Finalmente, mediante la Ley 2997 (Congreso de la República, 2012), se buscó desconcentrar las fuentes de Generación y asegurar la demanda para el Gasoducto Sur Peruano. Para ello, dicha ley enmarcaba la creación del nodo energético del Sur, el cual sería licitado por ProInversión y en donde salieron adjudicadas las centrales del Nodo Energético de Ilo y Nodo Energético de Mollendo, con una Potencia efectiva de 1226 MW (a diciembre del 2018).

Los párrafos anteriores describen la intervención estatal, como respuesta al riesgo de un déficit futuro en el abastecimiento eléctrico del sistema, incentivando la tecnología hidráulica y térmica, esta última a base de diésel con posibilidad de conversión a GN, por un total de 3367 MW de Potencia Efectiva.

Asimismo, una forma de apreciar la Generación promovida por el Estado corresponde analizándolo a través de la variable margen de reserva, como se muestra en el Gráfico 2-15 siguiente.



Gráfico 2-15 Evolución del margen de reserva con y sin promoción del estado



Fuente. COES, MEM.  
Elaboración. Propia

Como se aprecia en el Gráfico 2-15, sin la intervención estatal, criticada por diversos agentes del sector, hubiera llevado al margen de reserva a un nivel de 19% para el año 2018 y un margen de reserva promedio de 31% para el periodo 2013 al 2018. En términos preliminares, la iniciativa estatal cumplió con la finalidad preventiva y redujo la exposición a precios altos. Sin embargo, dada la sobreestimación de la demanda, se contribuyó al crecimiento de la sobre oferta eficiente más allá de los términos competitivos.

## 2.7. El Mercado Peruano de GN

### 2.7.1. Reservas nacionales de GN

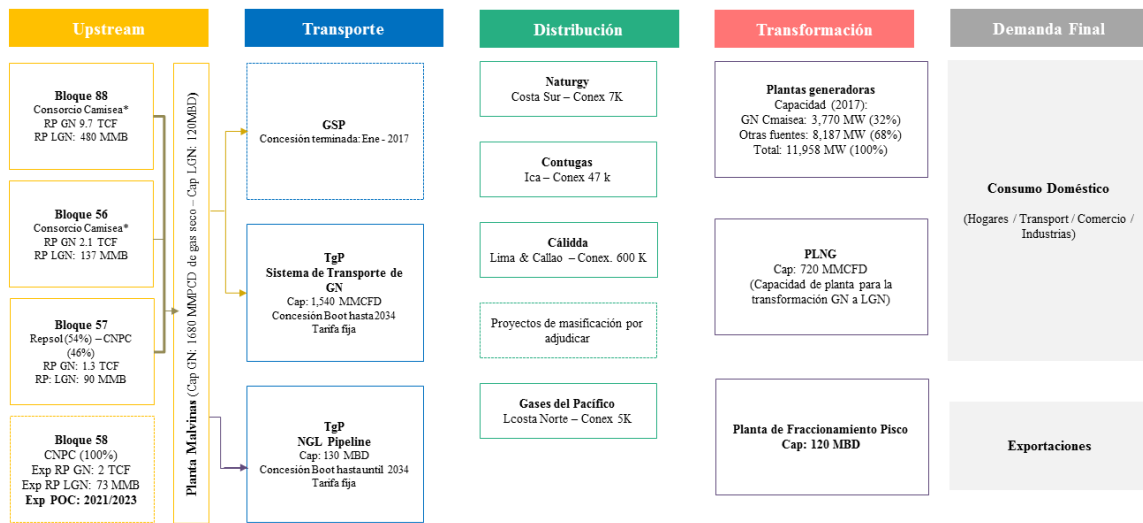
La producción de GN en Camisea proviene de los Lotes 56 y 88 operado por PlusPetrol y el Lote 57 operado por Repsol, la producción de los 3 Lotes se concentra en la planta de separación de Malvinas en Camisea, donde se realiza la separación en Gas Seco y líquidos de GN.

Conforme a lo anotado por Alarcón y Rocha (2008) el numeral 8.4.4.1 del contrato de licencia para la explotación de hidrocarburos en el suscrito entre Perupetro S.A., en representación del Estado peruano y Plus Perú Corporation Sucursal del Perú, Hun Oil

Company of Perú L.L.C Sucursal del Perú, SK Corporation Sucursal Peruana, e Hidrocarburos Andino S.A.-, que a la fecha de inicio de extracción comercial el precio de GN sin impuestos para las empresas de Generación es de máximo 1 dólar por millón de BTU. Dicho precio se encuentra sujeto a un factor de reajuste anual correspondiente con el precio del fuel oil N° 6 en los mercados de US Gulf Coast Waterbone, Róterdam y Nueva York.

El mercado nacional al año 2018, tiene una cadena valor de acuerdo al siguiente Gráfico 2-16.

Gráfico 2-16 Relación del GN con el mercado eléctrico



Fuente y elaboración. UTEC (2017)

### 2.7.2. Inflexibilidades contractuales en el Suministro de GN

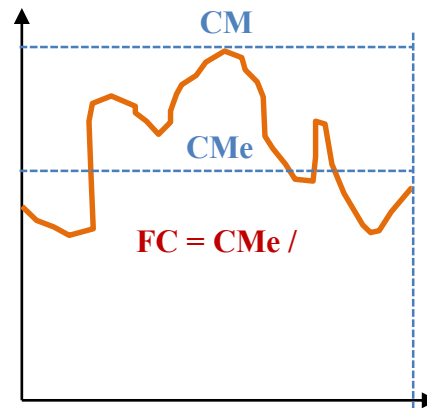
PlusPetrol es el Productor de GN para Generación eléctrica con características de Productor monopólico. Dada la restricción en el precio de venta (precio fijado en el Contrato de Licencia del Lote 88 destinado para Generación eléctrica), PlusPetrol suscribe contratos con cláusulas que prohíben la reventa de la molécula de GN, lo que impide la formación de un mercado secundario. Dichos contratos tienen un componente alto de *Take or Pay*.

*Take or pay* se manifiesta como aquella cláusula en la cual se tiene la obligación de un pago mínimo al producto, incluso en el supuesto que no se haya consumido. Por parte de la Generadora, la cláusula *Take or Pay* puede tener el siguiente desarrollo: Una Generadora que usa GN tiene un Consumo Máximo (CM) de GN, un Consumo Medio (CMe) de GN, y el

Factor de Carga (FC) que mide la relación entre CMe y CM, y expresa el porcentaje de tiempo que el cliente hace uso de la Capacidad Máxima. En dicho contexto, las cantidades de GN sujetas a *Take or Pay* tienen el siguiente comportamiento respecto al Generadora que usa GN.

- (i) El monto sujeto a *Take or Pay* es menor al Consumo Medio (*Take or Pay* < Consumo Medio): En este escenario la Generadora no se ve afectado dado que al consumir más de lo pactado en el *Take or Pay*, estaría pagando su consumo verdadero.
- (ii) El monto sujeto a *Take or Pay* es mayor al Consumo Medio (*Take or Pay* > Consumo Medio). En este escenario, la Generadora paga por algo que no está consumido. En este supuesto, se utilizan las cláusulas “*Make Up*” o “*Carry Forward*” que ayudan a ser los ajustes tanto en la cantidad suministrada o en los montos a pagar. En la siguiente Gráfico 2-16 se muestra los efectos generados por el *Take or Pay*.

Gráfico 2-17 Efecto del *Take or Pay*



Fuente. MEM  
Elaboración. Propia

A continuación, se plasma en la Tabla 2-4 el porcentaje de *Take or Pay* de los contratos de Suministro de GN.

Tabla 2-4 Estructura *Take or Pay* de los contratos de Suministro

Cliente	CDM (MMPCD)	CDC (MMPCD)	%TOP	Periodo de recuperación (meses)
Enel	137.76	74.16	100%	18
Kallpa	150.09	78.58	100%	18
Engie	139.49	69.75	100%	18
SDFE	14.13	7.06	100%	18
Egasa	20.16	10.08	100%	18
Egesur	-	4.59	75%	6
Fenix	-	84.1	90%	6
Termochilca	-	45.03	70%	6

Fuente. PlusPetrol.

Elaboración. Propia

CDM. Consumo diario máximo.

CDC. Consumo diario contratado.

### 2.7.3. Inflexibilidades en el Transporte

Las Tarifas de Transporte tienen un precio regulado. La contratación se hace sobre cantidades fijas y variables, siendo que la posibilidad de reventa de la Capacidad de Transporte no se encuentra restringida contractual o legalmente, sin embargo, no existe un mercado líquido y centralizado que permita este tipo de operaciones.

Asimismo, la inflexibilidad proviene del requisito para que se compute la existencia de Potencia Firme (y por ende capacidad de contratación) la existencia de contratos de Transporte de GN firmes.

En otras palabras, existe el incentivo para sobrecontratar capacidad de Transporte en tanto según la regulación vigente, ninguna Generadora puede contratar más Potencia Firme y Energía Firme que las propias y las que tenga contratadas con terceros (artículo 3 de la LDGE [Congreso de la República, 2006] y artículo 101 del RLCE [Poder Ejecutivo, 1993]). La Potencia Firme es la Potencia que brinda cada unidad Generadora con alta seguridad (Definición N° 12 del Anexo de la LCE [Poder Ejecutivo, 1992]). En el caso de las centrales que usan GN es necesario que se garantice la existencia de contratos a firme por el Transporte de GN “*desde el campo hasta la central*” (artículo 110 del RLCE [Poder Ejecutivo, 1993]). En dicho contexto, la legislación ha establecido los criterios suficientes para la contratación en

firme de Transporte y Distribución, en tanto esta determina la capacidad de contratación de una Generadora que usa GN. En el mismo sentido para la Distribución.

#### 2.7.4. Inflexibilidades en la Distribución de GN

Las Tarifas de Distribución tienen las características de reguladas. La contratación se hace sobre cantidades fijas y variables, siendo que la posibilidad de reventa de Capacidad de Distribución no se encuentra restringida de carácter contractual; sin embargo, no existe un mercado líquido para dicho tipo de transacciones.

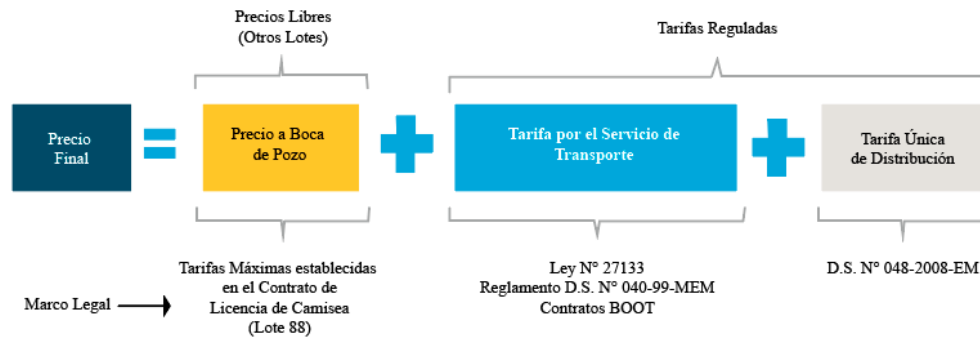
### 2.8. Conclusiones del Capítulo

Las conclusiones del capítulo son las siguientes:

- (i) El modelo peruano es uno de mercado mayorista, donde las Generadoras venden de forma mayorista a los Usuarios Libres y los Usuarios Regulados (a través de la Distribuidora). La capacidad de contratación está limitada por la Potencia Firme propia o contratada.
- (ii) El modelo peruano de despacho económico para el corto plazo es uno de *pool* obligatorio con costos auditados a excepción de las Generadoras que utilizan GN que tienen la opción de declarar precios por encima de un precio mínimo.

La composición de costos de una Generadora que utiliza GN es de acuerdo al siguiente Gráfico 2-17.

Gráfico 2-18 Composición de la Tarifa



Fuente y elaboración. Osinergmin, 2014

Los precios de Suministro, Transporte y Distribución tienen las características de costos fijos, dada la existencia de inflexibilidades contractuales.

### Capítulo III. Análisis y diagnóstico del problema

#### 3.1. Problema principal: Inflexibilidad contractual de los contratos de Suministro de GN, Transporte y Distribución

El principal problema detectado corresponde a la inflexibilidad contractual, asociado al volumen de contratación, es decir, de los elevados niveles de *Take or Pay* (en el caso de Suministro de GN) y CRD, Capacidad Reservada Diaria (en el caso del Transporte de GN y de manera similar para la Distribución de GN) que han ido incrementándose a lo largo del tiempo, los cuales no permiten trasladar tales costos fijos (de manera más marcada en el Transporte y Distribución de GN) de manera eficiente en el despacho del sistema.

Al respecto, los elevados niveles de CRD, responden a la necesidad de las Generadoras de garantizar sus ingresos por Potencia Firme, así como, el reconocimiento de la capacidad de contratación. Cabe señalar que el Productor de Camisea ha manifestado que los nuevos contratos de Suministro de GN, a firmarse entre los años 2019 y 2022, tendrían niveles *de Take or Pay* más elevados con mecanismos de compensación más flexibles (*Carry Forward* y *Make Up*).

Como medida para medir el impacto de hacer variable las cláusulas del tipo *Take or Pay* y CRD, se realizó la simulación de dos (2) escenarios en el cual se determinó el impacto en el precio *spot* de Energía en un escenario donde se hace variable el Suministro, Transporte y Distribución de GN, es decir, un escenario donde no hay inflexibilidad contractual. Los resultados y su valorización de muestran

Tabla 3-1 Escenario haciendo variable el Suministro, Transporte y Distribución de GN

Mes	Costos marginales bajo condición actual)	Costos marginales haciendo variable el Sx, Tx y Dx de gas	Diferencia (US\$/MWh)	Valorización de la diferencia			
				Mes	Diferencia (USD/MWh)	Demanda (GWh)	Valorización (MM US\$)
Ene-19	8.20	21.69	13.49	Ene-19	13.49	4,399.00	59.33
Feb-19	8.23	21.86	13.62	Feb-19	13.62	4,068.26	55.43
Mar-19	8.51	21.97	13.47	Mar-19	13.47	4,516.23	60.81
Abr-19	8.47	21.85	13.38	Abr-19	13.38	4,315.97	57.75
May-19	8.87	22.21	13.34	May-19	13.34	4,482.24	59.81
Jun-19	9.12	22.30	13.18	Jun-19	13.18	4,345.65	57.30
Jul-19	9.11	23.35	14.24	Jul-19	14.24	4,451.68	63.40
Ago-19	9.09	23.38	14.29	Ago-19	14.29	4,467.70	63.85
Set-19	9.30	23.52	14.22	Set-19	14.22	4,354.79	61.91
Oct-19	9.04	23.06	14.01	Oct-19	14.01	4,553.00	63.79
Nov-19	8.85	22.97	14.12	Nov-19	14.12	4,494.13	63.45
Dic-19	8.77	22.82	14.04	Dic-19	14.04	4,661.65	65.47
				<b>Total</b>	<b>13.78</b>	<b>53,110.29</b>	<b>732.29</b>

Fuente. COES, Osinergmin  
Elaboración. Propia

De la Tabla 3-1 se muestra que haciendo variable, para el año 2019, el contrato de Suministro, Transporte y Distribución de GN, el Costo Marginal se incrementa en 13.78 US\$/MWh respecto al escenario actual. Asimismo, dicho incremento representaría un reconocimiento de la Energía producida (valorización) en 732 MM US\$.

Como consecuencia del aumento del Costo Marginal, en el escenario donde se hace variable el Suministro, Transporte y Distribución; también se produce una reducción del Cargo Prima RER, que para el año 2019 implica una reducción o ahorro de 188 MM S/, como puede verse en la Tabla 3-2.

Tabla 3-2 Reducción del Cargo Prima RER

Año	Condición actual	Optimización haciendo	Ahorro: [1] - [2] Millones S/
	DPG y precio mínimo [2] Millones S/	variable Sx, Tx y Dx [1] Millones S/	
2019	894	705	188

Fuente. COES, Osinergmin  
Elaboración. Propia

Asimismo, para encontrar el equivalente de la reducción en el Cargo Prima RER, a nivel tarifario mensual, se ha escogido las tarifas reguladas MT2 (consumo mensual de 500000 kWh) y MT4 (consumo mensual de 50000 kWh), obteniéndose un ahorro de 1.1% y 2.0% respectivamente, como se muestra en la Tabla 3-3.

Tabla 3-3 Efecto de la reducción del Cargo Prima RER a nivel tarifario (MT2 y MT4)

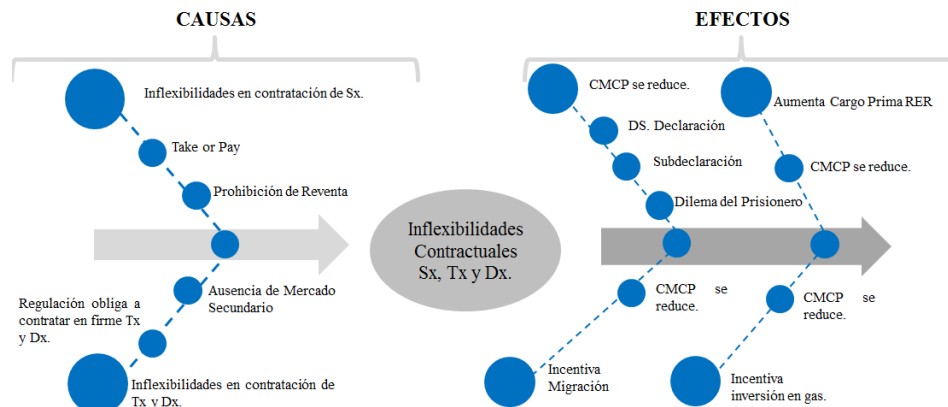
Mes	Tarifa MT2 promedio (condición actual)	Tarifa MT2 promedio (haciendo variable el Sx, Tx y Dx de gas)	Ahorro (ctm. S./kW.h)	Ahorro (%)
Ene-19	29.09	28.77	0.32	1.1%

Mes	Tarifa MT4 promedio (condición actual)	Tarifa MT4 promedio (haciendo variable el Sx, Tx y Dx de gas)	Ahorro (ctm. S./kW.h)	Ahorro (%)
Ene-19	37.77	37.03	0.74	2.0%

Fuente. Osinergmin  
Elaboración. Propia

Asimismo, debido a la inflexibilidad contractual, como se expone en los numerales posteriores, la segunda mejor posición en la presente tesis corresponde a proponer una mejora en la optimización del recurso GN. En ese sentido, en el Gráfico 3-1, mediante el diagrama de *Ishikawa* se esboza la relación entre el problema principal (inflexibilidad contractual), los hechos que la evidenciaron (mecanismos regulatorios existentes y variables del mercado) y sus consecuencias o efectos económicos.

Gráfico 3-1 Diagrama de *Ishikawa*



Fuente y elaboración. Propia.



### 3.1.1. Inflexibilidades contractuales en el Suministro de GN

PlusPetrol es el Productor de GN para Generación eléctrica con características de Productor monopólico. Dada la restricción en el precio de venta (precio fijado en el Contrato de Licencia del Lote 88 destinado para Generación eléctrica), PlusPetrol suscribe contratos con cláusulas que prohíben la reventa de la molécula de GN, lo que impide la formación de un mercado secundario. Asimismo, suscribe contratos de Suministro con *Take or Pay*.

El *Take or Pay* se manifiesta como aquella cláusula en la cual se tiene la obligación de un pago mínimo al producto, incluso en el supuesto que no se haya consumido. Por parte de la Generadora, la cláusula *Take or Pay* puede tener el siguiente desarrollo:

- (i) El monto sujeto a *Take or Pay* es menor al Consumo Medio (*Take or Pay* < Consumo Medio). En este escenario, la Generadora no se ve afectada dado que al consumir más de lo pactado en el *Take or Pay*, estaría pagando su consumo verdadero.
- (ii) El monto sujeto a *Take or Pay* es mayor al Consumo Medio (*Take or Pay* > Consumo Medio). En este escenario, la Generadora paga por algo que no está consumiendo. En este supuesto, se utilizan las cláusulas “*Make Up*” o “*Carry Forward*” que ayudan a ser los ajustes tanto en la cantidad suministrada o en los montos a pagar.

A continuación, en la Tabla 3-4 se muestran la estructura de los porcentajes de *Take or Pay* contratados.

Tabla 3-4 Estructura *Take or Pay* de los contratos de Suministro

Cliente	CDM (MMPCD)	CDC (MMPCD)	%TOP	Periodo de recuperación (meses)
Enel	137.76	74.16	100%	18
Kallpa	150.09	78.58	100%	18
Engie	139.49	69.75	100%	18
SDFE	14.13	7.06	100%	18
Egasa	20.16	10.08	100%	18
Egesur	-	4.59	75%	6
Fenix	-	84.1	90%	6
Termochilca	-	45.03	70%	6

Fuente. PlusPetrol  
Elaboracion. Propia  
CDM. Consumo diario máximo

CDC. Consumo diario contratado.

Asimismo, a un menor periodo de recuperación (ejercicio de las cláusulas *Make Up* o *Carry Forward*), existe una mayor probabilidad de pagar por GN no consumido.

### ***3.1.2. Inflexibilidades en el Transporte de GN***

Las Tarifas de Transporte tienen las características de reguladas. La contratación se hace sobre cantidades fijas y variables, siendo que la posibilidad de reventa de la Capacidad de Transporte no se encuentra restringida contractual o legalmente, sin embargo, no existe un mercado líquido que permita este tipo de operaciones.

Asimismo, la inflexibilidad proviene del requisito para que se compute la existencia de Potencia Firme (y por ende capacidad de contratación) la existencia de contratos de Transporte de GN firmes.

### ***3.1.3. Inflexibilidades en la Distribución de GN***

Las Tarifas de Distribución tienen las características de reguladas. La contratación se hace sobre cantidades fijas y variables, siendo que la posibilidad de reventa de Capacidad de Distribución no se encuentra restringida de carácter contractual.

### ***3.1.4. Mercado Electrónico de las subastas de Transferencia de Producción y/o Capacidad de Transporte a Firme de GN (MECAP)***

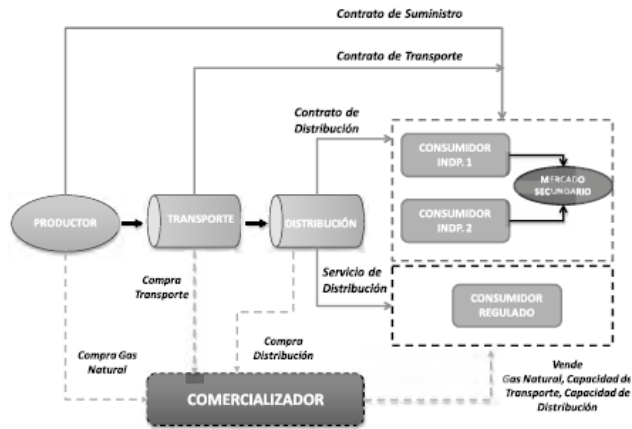
La finalidad de contar con un mercado secundario es asegurar un uso eficiente tanto del GN como de la Capacidad de Transporte en firme, esto se traduce en un mercado dinámico de posiciones ya contratadas de Suministro y de Transporte a favor de usos más eficientes.

Para un mercado primario se requiere un Productor, así como un concesionario del Transporte de GN y consumidores los cuales cuenten con contratos de Suministro de GN y/o contratos de servicio de Transporte de GN.

Un mercado secundario se define por contar con un consumidor del mercado primario que pone a disposición Producción y/o Capacidad de Transporte de GN y un consumidor demandante quien requiere Producción y/o Capacidad de Transporte.

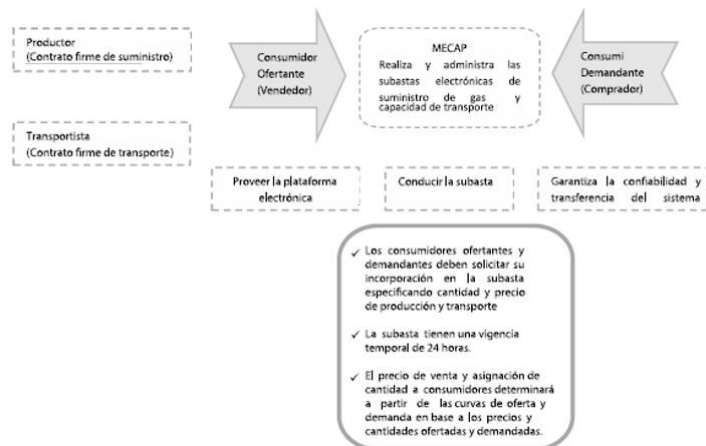
Asimismo, en el MECAP no participan los consumidores independientes y los comercializadores, como puede apreciarse en el siguiente Gráfico 3-2 y 3-3

Gráfico 3-2 Esquema del mercado de GN



Fuente y elaboración. Pomatailla, 2015

Gráfico 3-3 Mercado Electrónico de las subastas de Transferencia de Producción y/o Capacidad de Transporte a Firme de Gas Natural - MECAP (Subasta Electrónica)



Fuente y elaboración. Pomatailla, 2015

Solo pueden participar en este mercado los Distribuidores de GN y los consumidores independientes. Se excluye al comercializador, al consumidor regulado y al consumidor independiente que adquiere todos los servicios (Suministro, Transporte y Distribución) del Distribuidor.

Mediante DS N° 046-2010-EM (MEM, 2010d) se estableció el “*Mercado Secundario del Gas Natural*” con la finalidad de asegurar transferencias de Suministro de GN y Capacidad de Transporte de GN. Se realizan subastas electrónicas diarias donde el precio se determina según el precio de despeje (no se aplica *pay as bid*).

Este mercado cuenta con reglas para realizar transacciones las cuales son:

- (i) Aquellos consumidores que ofertan GN podrán transferir toda la Producción Contratada y/o Capacidad de Transporte Firme, o una parte de éstas. Estos podrán incorporarse en la subasta del MECAP mencionando el precio de Suministro, así como el Transporte en firme que desean transferir.
- (ii) Aquellos consumidores demandantes de GN podrán incorporarse en la subasta mencionando la cantidad y precio de Suministro y/o Transporte que deseen contratar. La subasta solo es vigente en un temporal de 24 horas.

Tanto el precio como la asignación se definirá de acuerdo al punto de equilibrio entre la oferta y la demanda, ese punto de equilibrio será el precio de venta.

Cabe resaltar que la transferencia tanto de la producción, así como de la Capacidad de Transporte no exime al consumidor ofertante de la obligación de pago al contratista y/o al concesionario del Transporte.

De presentarse el caso en que una operación de Producción y Capacidad de Transporte realizada por el MECAP motive un cambio en el punto de entrega, se requerirá la aprobación del concesionario de Transporte. En adición, de darse esta figura, el concesionario Transporte como de la Distribución deberán ofrecer Capacidad firme o interrumpible.

A la fecha dicho “*Mercado Secundario del Gas Natural*” se encuentra suspendido hasta el 31 de diciembre de 2019, siendo que, hasta dicha fecha, las transacciones se realizarán mediante acuerdos bilaterales. Las razones invocadas en la Exposición de Motivos de la primera prórroga aprobada mediante DS N° 025-2014-EM (MEM, 2014e) son:

(i) De forma comparada, los mercados secundarios se han desarrollado en países cuyos mercados primarios tienen las siguientes características: (a) libertad de precios en la fase de Producción de GN, (b) diversos agentes participantes en la Producción y Transporte de GN.

(ii) En el caso peruano no existen las condiciones necesarias para el mercado primario (libertad de precios en la Producción, diversos agentes participantes en la Producción y Transporte). En el mencionado contexto, se hace necesario el desarrollo de yacimientos de GN en la zona norte del país (Piura-Tumbes), y el proyecto de Gasoducto Sur Peruano a efectos de aumentar el número de Productores y Transportistas.

Finalmente, la implementación del MECAP reducirá el costo de oportunidad de los generadores que usan GN de no despachar, al permitir revender el Transporte y Distribución (se hace necesaria una modificación reglamentaria para introducir la Distribución). No permitiría reducir la inflexibilidad en la reventa del Suministro, dadas las restricciones para la reventa impuestas por el Productor en los contratos de Suministro.

### **3.2. Hechos que evidenciaron el problema principal**

A continuación, se hablará de los hechos, algunos producidos en los últimos años y otros como producto de la regulación vigente, los cuales evidenciaron la problemática de la inflexibilidad contractual de los contratos de GN.

#### ***3.2.1. Mecanismo de declaración de precios***

El régimen del MDP con la emisión del DS N° 016-2000-EM (MEM, 2000a) que permitió a las Generadoras que utilicen GN a realizar declaraciones de sus costos variables. Constituye una excepción al régimen de costos auditados aplicable a las Generadoras hidroeléctricas y termoeléctricas que no utilizan GN.

La primera redacción del artículo 5 del DS N° 016-2000-EM (MEM, 2000a), establecía que las Generadoras que usan GN debían declarar un precio único por una sola vez al año, el mismo que no podía ser superior a la sumatoria de:

- (i) El precio del GN en boca de pozo establecido en los contratos de Suministro entre el Productor y la Generadora, el cual no podrá ser superior al precio definido en los contratos en los contratos entre el Productor y el Estado.
- (ii) La suma de las tarifas de Transporte y Distribución de GN reguladas por la Ex Comisión de Tarifas Eléctricas según corresponda, considerando un factor de utilización de los ductos igual a 1.0.
- (iii) La fórmula de reajuste del precio único declarado, sólo se considerará el tipo de cambio.

Dicho artículo fue sustituido por el DS N° 034-2001-EM (MEM, 2001f) (publicado el 4 de julio de 2001) precisándose la forma de presentación único que incluía los costos de Suministro, Transporte y Distribución de GN, lo que fue objeto de modificación por DS N° 055-2002-EM (MEM, 2002g) (publicado el 21 de diciembre de 2012), disponiéndose que el COES respetará la información presentada.

Posteriormente mediante DS N° 014-2006-EM (MEM, 2006h) (publicado el 23 de febrero de 2006) se ratificó la presentación del precio único de GN en el punto de entrega de cada central, con una fórmula de reajuste e información sobre la calidad del combustible, siendo que el precio único considera los costos de Suministro, Transporte y Distribución. La fórmula estará basada, únicamente, en una canasta de combustibles cuyos precios estén publicados en el "*Platt's Oilgram Price Report*", conforme lo señale el Procedimiento de Entrega de Información de Precios y Calidad del Gas Natural. En el caso de los Contratos de Licencia entregados en el marco del TUO de Normas de Concesiones (DS N° 059-96-PCM (MEM, 1996k)), el precio no puede ser superior a la suma de costo de Suministro, Transporte y Distribución de GN efectivamente pagado en las transacciones entre la Generadora y sus proveedores.

A través del DS N° 019-2017-EM (MEM, 2017i) (publicada el 07 de junio de 2017), estableciéndose que la declaración de precios se realizaría por el periodo de avenida (desde el 1 de diciembre hasta el 31 de mayo de cada año) y estiaje (desde el 1 de junio hasta el 30 de noviembre de cada año). Dicho DS N° 019-2017-EM (MEM, 2017i) fue suspendido por el DS N° 039-2017-EM (MEM, 2017j) publicado el 14 de noviembre de 2017. Finalmente, mediante DS N° 043-2017-EM (MEM, 2017c) (publicado el 28 de diciembre de 2017) se publicó el régimen vigente de precio mínimo.

El régimen tenía por objetivo incentivar la Generación a base de GN (reemplazo de centrales de Generación diésel por centrales de GN simples o combinados en un contexto de CVC del diésel y el GN similares) asegurando que toda la Generación a base de GN sea despachada (no había exposición al mercado *spot*). Se añadieron medidas como la moratoria (prohibición de desarrollo) de centrales de Generación hidroeléctrica.

Paralelamente el mono Productor de molécula de GN, el mono Productor del servicio de Capacidad de Transporte y el mono Productor de Distribución de GN, celebraron contratos que contenían inflexibilidades contractuales que hacían que los costos de Suministro, Transporte y Distribución se comporten como costos fijos.

Las inflexibilidades contractuales hacen que el Suministro (parcialmente, dado que tienen mecanismos de recuperación como el *Make up* y *Carry Forward*), Transporte y Distribución se comporten como costos fijos, por lo que el costo de oportunidad entre un Generador que usa GN y despacha comparado con uno que no despacha se vuelva mayor. Esto crea un “*Dilema del Prisionero*”, desarrollado en el numeral 3.3.2, en el cual la Generadora debe asegurar el despacho a través de la declaración de costos variables cercana a cero, lo que tiene efectos sobre el CMCP y el precio *spot*. Esto genera que los costos en el MCP sean menores a los que resultarían de respetarse el mecanismo de costos auditados, lo que genera que se incremente los subsidios del Cargo Prima RER, y se brinde una señal de precios incorrecta que afecta en última instancia la eficiencia asignativa en el MCP.

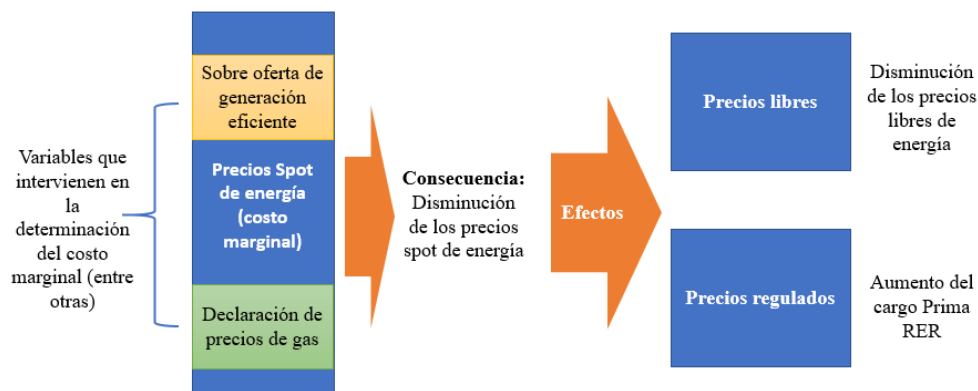
#### **(i) Efecto de la declaración de precios de GN en los precios del sistema, precios libres y regulados**

El efecto de la declaración de precios tiene un impacto en los Costos Marginales de Energía o precios *spot*, sin embargo, no es sencillo medir su impacto, dado que los Costos Marginales de Energía dependen de muchas variables como la hidrología, la magnitud de la Capacidad de la oferta de Generación, la demanda, entre otras.

No obstante, como se analiza en el numeral 3.3.2., referido al *Dilema del Prisionero*, en un contexto de sobre Capacidad de Generación eficiente, las Generadoras que usan GN,

tienen como incentivo declarar precios mínimos con la finalidad de asegurar su despacho, y así, recuperar el costo por el servicio de Suministro de GN. En este escenario, combinación de sobre oferta de Capacidad eficiente y declaración de precios de GN, los Costos Marginales tienden a disminuir, generando efectos en los precios Libres y precios Regulados, ello se aprecia de manera resumida en la Gráfico 3-4.

Gráfico 3-4 Efectos de la disminución del Costo Marginal de Energía



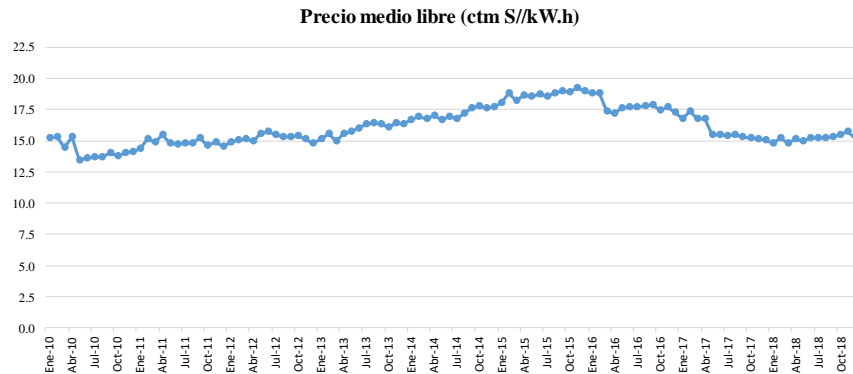
Fuente. COES, Osinergmin  
Elaboración. Propia

Como se aprecia en el Gráfico 3-2 anterior, la disminución de los precios *spot* de Energía (o Costos Marginales), tiene un efecto en los precios libres, ello en consecuencia que, los precios libres de Energía se negocian en función de las expectativas de los precios *spot* de Energía en el corto, mediano y largo plazo. En ese sentido, dado que las Generadoras prevén que, en el corto plazo y en el mediano plazo con mayor riesgo, el precio *spot* de Energía no se eleve demasiado, ha motivado la firma de nuevos contratos con el mercado libre (o renegociación de contratos existentes) con precios de Energía menores respecto a los negociados en los años previos.

Lo indicado en el párrafo anterior, se aprecia en el Gráfico 3-5, donde se muestra la evolución histórica del precio medio libre (en ctm S//kW.h), en ella se aprecia una disminución del precio medio libre a partir de noviembre 2015, donde alcanzó un máximo de 19.2 ctm S//kW.h, para luego descender a partir de dicho mes.



Gráfico 3-5 Evolución del precio medio libre (en ctm S//kW.h)



Fuente. Osinergmin  
Elaboración. Propia

Respecto a los precios de Energía regulados, estos no se ven afectados por el Costo Marginal de manera relevante o sustancial, debido a que más del 90% de la demanda regulada es atendida por los contratos de licitación de largo plazo, promovidos por la LDGE (Congreso de la República, 2006). Asimismo, el resto de la demanda es atendida por contratos a Tarifa en Barra, sin embargo, esta tarifa en los últimos años toma referencia los precios ponderados de los contratos de licitación de largo plazo.

No obstante, el Cargo Prima RER (en S//kW-mes), explicado en mayor detalle en el numeral 3.3.4., componente el Peaje de Conexión del Sistema Principal de Transmisión (PCSPT), si es afectado por el precio *spot* de Energía, es decir, a un mayor precio *spot* el Cargo Prima RER se reduce y a un menor precio *spot* el Cargo Prima RER aumenta. Es preciso indicar que, el Cargo Prima RER, es pagado por todos los Usuarios (Regulados y Libres) y resulta esclarecedor efectuar la comparación del cargo entre los años 2012 y 2018, así, por ejemplo, en enero 2012 el Cargo Prima RER tenía un valor de 0.39 S//kW-mes y representaba el 3.8 % del PCSPT, sin embargo, a diciembre 2018, el Cargo Prima RER tuvo un valor de 8.9 S//kW-mes y representó el 26.2 % del PCSPT.

### (ii) Efecto de la declaración de precios de GN en los precios de Potencia

En principio no existe relación entre la declaración de precios y la determinación del precio por Potencia. Asimismo, el precio por Potencia se determina regulatoriamente (RLCE), considerando la existencia de una unidad con las características señaladas por la norma. La única relación teórica se refiere al ingreso adicional por Potencia en tanto, si se hacen variables

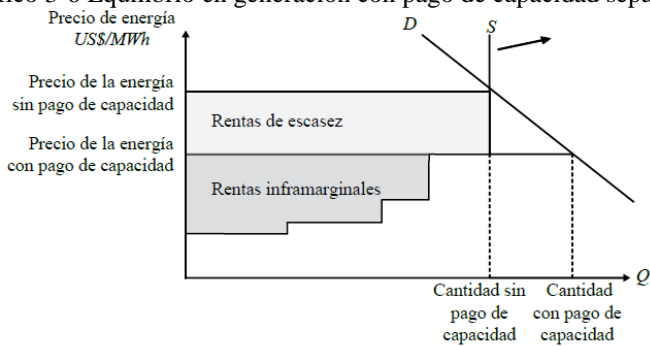
los costos de las centrales que usa GN, la Energía inyectada disminuiría, por ende, también disminuirá el ingreso adicional por Potencia. Sin embargo, dicho ingreso adicional se encuentra suspendido.

Es preciso indicar que, el ingreso adicional por potencia generada no se viene aplicando, dado que el MEM, mediante el D.S. N° 057-2009-EM, fijó un porcentaje de 0% para el factor por incentivo por despacho (asociado en la determinación del ingreso adicional por potencia generada), para aplicarse desde el 1 de julio del 2011 hacia adelante. Adicionalmente, tal documento fue suspendido, debido a que el ingreso adicional por potencia generada no generaba los incentivos adecuados para la instalación de nuevas unidades de reserva, de tal forma que garanticen la seguridad del sistema.

En el Perú, el modelo regulatorio para la potencia esta diseñado para reconocer los costos fijos (costos de inversión y mantenimiento fijos) y brindar las señales adecuadas para nuevas inversiones de generación en horas punta del sistema. En ese sentido, se dispone de un cargo de potencia basado en precio, es decir, un precio de potencia, determinado anualmente por Osinergmin en la fijación de las tarifas en barra.

Asimismo, dicho cargo de potencia, como señala Dammert et al (2013), cargo por capacidad o precio de potencia (modelo peruano), permite que el consumo en horas punta se incremente y que se den las inversiones para nueva generación (ver Gráfico 3-#). Adicionalmente, en la determinación (por Osinergmin) del precio de potencia se incorpora una margen de reserva teórico (23.45% en la fijación tarifara del año 2018) y en la remuneración por potencia a los generadores eléctricos se añade un margen de reserva de 38.9% por encima de la máxima demanda.

Gráfico 3-6 Equilibrio en generación con pago de capacidad separado



Fuente: Stoft 2002 y Oren 2005

Fuente y elaboración. Dammert et al (2013)

También, como señala Dammert et al (2013), si el sistema eléctrico se corresponde a uno económicamente adaptado, las unidades de generación recuperarán sus costos fijos y variables a través de sus ingresos al precio de la potencia y precios de energía.

Finalmente, a manera de ejemplificar la visión de un inversionista, como se muestra en el Anexo 14, donde se analiza el flujo de caja económico de un nuevo proyecto térmico, el precio de Potencia se incorpora como dato de entrada en la evaluación económica de un proyecto térmico, dicha evaluación también incorpora los Costos Marginales del sistema como data de entrada (que implica estimar la posible declaración de precios de GN de las Generadoras eléctricas), y en esta combinación de los datos de entrada anteriormente indicados, relacionada a los ingresos por Potencia y Energía en el mercado *spot*, el inversionista evaluará si resulta viable el proyecto.

### **(iii) Declaración de precios de GN (antes y después del DS° 043-2017-EM)**

Mediante el DS N° 016-2000 (MEM, 2000a), se creó el MDP, el cual permitió a las Generadoras que usan GN declarar sus costos variables y no sus costos auditados, como ocurre con el resto de las tecnologías.

En ese sentido, el artículo 5 del DS N° 016-2000 (MEM, 2000a) establecía que la información a presentar consistía en declarar un único precio de GN en el punto de entrega de cada central, así como, una fórmula de reajuste y la información relacionada con la calidad del combustible. Asimismo, la información indicada anteriormente, sería presentada por los titulares de Generación una vez al año, específicamente el último día hábil de la primera quincena del mes de junio y con entrada en vigencia el uno (1) de julio del mismo año.

También, para los titulares de Generación que no llegarán a presentar la información indicada en el párrafo precedente, se tomarían sus precios vigentes a la fecha en la que debió presentar dicha información. Asimismo, para los titulares con nuevos proyectos de Generación en base a GN, debían presentar su información en el mes de junio anterior a la fecha de operación de operación comercial.

Es preciso indicar que, el artículo 5 de DS N° 016-2000 (MEM, 2000a) también establecía que el precio declarado por la Generadora no podía superar a la suma de los costos de GN efectivamente pagados al Suministrador, Transportista y Distribuidora de GN.

Asimismo, los precios de Suministro de GN para Generación eléctrica aunado al mecanismo de declaración de precios permitieron el desarrollo de la tecnología de Generación asociada al GN, incorporando nuevos agentes en el mercado eléctrico, mejorando la competencia, y transformando la matriz energética, mayoritariamente hidroeléctrica en sus inicios, a una proporcionalmente similar entre la hidroeléctrica y termoeléctrica a base al GN.

Posteriormente, dada la inflexibilidad contractual de los contratos de Suministro, Transporte y Distribución de GN, combinada con la coyuntura de una sobre oferta de Capacidad de Generación eficiente, motivaba a las Generadoras a declarar sus costos variables cercanos o iguales a cero (dilema de prisionero). Adicionalmente, el MDP permitía un despacho no eficiente de las unidades termoeléctricas a GN, pues se presentaron casos donde centrales térmicas a gas de ciclo simple eran llamadas a despachar antes que las centrales térmicas de ciclo combinado.

En relación con lo mencionado en el párrafo anterior, mediante el DS N° 043-2017 (MEM, 2017i), el cual modificaba el artículo 5 del DS N° 016-2000 (MEM, 2000a), se pretendió corregir la problemática existente, incluyendo un precio mínimo ( $PMGN_i$ ) por central de Generación  $i$  (en US\$/MMBTU), determinado por la formula mostrada en el Gráfico 3-7:

Gráfico 3-7 Formula del precio mínimo de GN

$$PMGN_i = \left( 1 - \underbrace{\left[ \frac{CDC_i}{24 \times \sum_j^n (Pef_{ij} \times CeC_{ij})} \right]^{TOP}}_a \right) \underbrace{PSG}_b$$

The diagram shows the formula for the minimum price of natural gas (PMGN<sub>i</sub>) for a generation unit *i*. The formula is:  $PMGN_i = \left( 1 - \left[ \frac{CDC_i}{24 \times \sum_j^n (Pef_{ij} \times CeC_{ij})} \right]^{TOP} \right) PSG$ . A blue bracket under the fraction term is labeled with a blue box containing the letter 'a'. A larger blue bracket under the entire term in parentheses is labeled with a blue box containing the letter 'b'.

Fuente. MEM

Del Gráfico 3-7, se tienen los siguientes conceptos:

- CDCi : Cantidad diaria contractual del Generadora “i” (MPCD).
- Pefij : Potencia efectiva de la unidad de Generación “j” utilizando GN, perteneciente al Generadora “i” (kW)
- CeCij : Consumo específico de calor de la unidad de Generación “j” perteneciente al Generador “i” (convertido en MPC/kWh).
- TOP : Porcentaje de nivel de “*Take or Pay*” contratado para el consumo diario.
- PSG : Precio de Suministro de GN (no incluye Transporte y Distribución)

Al respecto, el termino matemático entre corchetes, denominado “a” en el Gráfico 3-7, permite determinar la relación o porcentaje entre la Capacidad diaria contractual y el consumo de GN que requeriría la central de Generación, despachando a su Capacidad efectiva las 24 horas. A dicha relación se le multiplica por el porcentaje de nivel de *Take or Pay* (TOP) contratado, determinando así la relación entre lo contratado y el consumo máximo que es afectado por el nivel *Take or Pay*

Asimismo, el termino denominado “b” en el Gráfico 3-6, permite cuantificar de manera porcentual el consumo de GN diario que no es afectado por el nivel de *Take or Pay*, el cual podría relacionarse a un costo variable. Finalmente, a dicho término “b” se le multiplica el precio de Suministro de GN (PSG).

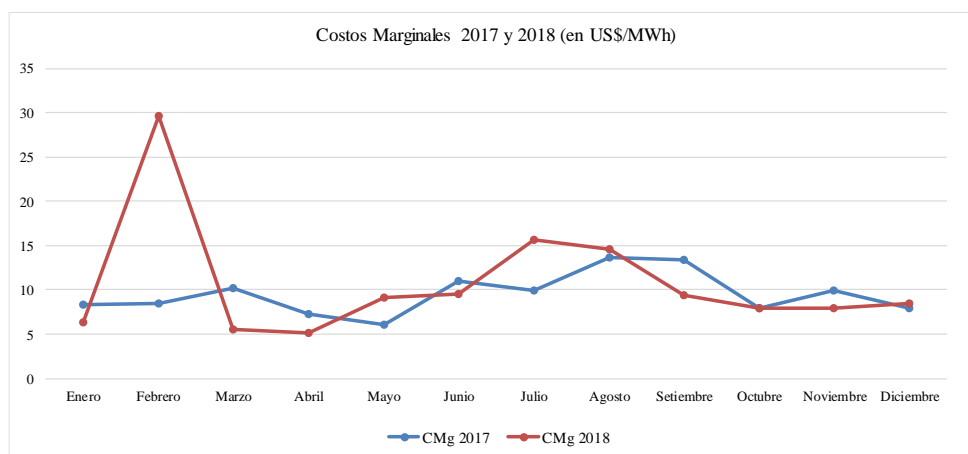
De los dos párrafos anteriores, se concluye que la fórmula del precio mínimo de GN, del DS N° 043-2017 (MEM, 2017i), es equivalente a un precio mínimo variable de GN por central de Generación, permitiendo:

- Una ligera mejora en la inflexibilidad de los contratos de Suministro de GN.
- Un despacho más eficiente, pues el precio mínimo es menor para una central más eficiente.

De lo anterior, se manifiesta que económicamente, DS N° 043-2017 (MEM, 2017i), ha permitido una mejor eficiencia asignativa del recurso GN, dado que no se presentan casos donde una central de ciclo simple a GN despache antes que una central de ciclo combinado, pues está acotada a un precio mínimo a declarar, el cual incorpora la eficiencia.

Adicionalmente, el precio mínimo de GN ha permitido que los Costos Marginales tengan un valor mínimo cuando despache la tecnología de Generación a GN, disminuyendo ligeramente el Cargo Prima RER, sin embargo, no se ha recuperado la señal de precios, como se aprecia en el Gráfico 3-8, donde se compara los Costos Marginales del año 2017 (antes del DS N° 043-2017 [MEM, 2017]) y el año 2018 (posterior a la entrada vigencia del DS N° 043-2017 [MEM, 2017]).

Gráfico 3-8 Costos Marginales de Energía, años 2017 y 2018 (en US\$/MWh)



Fuente. COES  
Elaboración. Propia

Como se aprecia en el Gráfico 3-8, hay meses donde el Costo Marginal de Energía del 2018 superó al del 2017, sin embargo, hubo otros que fueron inferiores al año 2017 (la magnitud del Costo Marginal de febrero 2018 correspondió a la interrupción del Transporte de GN, producto de la rotura del ducto de líquidos de GN).

También, es importante reconocer que, dado que el precio mínimo de GN reconoce la eficiencia de las centrales térmicas a GN, es decir, no permite que centrales térmicas a ciclo simple de bajo rendimiento despachen antes que unidades más eficientes, ha llevado a empresas, como EGASA, cerrar las operaciones de su central térmica Pisco (central de 70 MW a ciclo simple, y de bajo rendimiento respecto a las demás centrales eléctricas a GN), pues, al no poder despachar en el sistema y no tener contratos con Clientes, incurre en pérdidas económicas pues sus costos de GN son mayores a sus ingresos en el mercado *spot* (sólo ingreso por Potencia firme dado que, al no despachar no percibe remuneración por Energía).

De los párrafos anteriores, se concluye que el mecanismo de declaración de precios es una variable que permitió el desarrollo de la tecnología de generación de GN, sin embargo, en un contexto de sobre capacidad eficiente de generación, no facilita las señales económicas adecuadas en el corto plazo, como son: la eficiencia asignativa del recurso de GN (posteriormente corregida con el precio mínimo de GN), así como, la señal de precios, reflejados en los Costos Marginales de Energía.

#### **(iv) La declaración de precios de GN y los contratos de Transporte de GN**

Bajo el esquema regulatorio, las Generadoras que utilizan GN, tienen incentivos para firmar contratos de Transporte Firme de GN (al igual que contratos de Suministro y Distribución de GN) por dos motivos:

- El primero consiste en asegurar el reconocimiento de su Potencia Firme, es decir, participar del reparto de la “*Bolsa de Potencia*”, administrada por el COES, por consiguiente, asegurarse un ingreso por el concepto de venta de Potencia.
- El segundo consiste en permitir a las Generadoras eléctricas, que utilizan GN, suscribir contratos de Potencia y Energía con Clientes Libres y Regulados, con ello evitan estar expuestos al precio *spot*, estabilizando sus ingresos por ventas de Potencia y Energía.

Asimismo, las Generadoras que usan GN, mediante un análisis interno, pueden optar por determinar si la reducción de su volumen contratado en Transporte Firme (volumen CRD: Capacidad Reservada Diaria, en m<sup>3</sup> std/día), mejora o no su balance monetario de ingresos y egresos, y si le permite una mejor posición en la declaración de precios respecto a la competencia.

Adicionalmente, en caso la Generadora que usa GN llegue a determinar que le es beneficioso la reducción de su volumen contratado en Transporte Firme, la magnitud de volumen de Transporte Firme a reducir debería ser compensado con un contrato de Transporte Interrumpible de similar magnitud. Es preciso señalar que, la tarifa de Transporte Interrumpible es superior a la tarifa de Transporte Firme.

Como se observa de los párrafos anteriores, existen diversas variables de decisión (ingresos por Potencia Firme, capacidad para suscribir contratos con Clientes, costo de la tarifa de Transporte Firme e Interrumpible, nivel de exposición de la Generadora respecto a la declaración de precios, etc.), que debe incluir la Generadora a GN para determinar si le resulta oportuno la reducción de volumen de Transporte Firme.

Sin embargo, existe una variable importante de decisión para las Generadores eléctricas a GN y corresponde a su nivel de contratación o contratos suscritos con Clientes (asociado al *Dilema de prisionero* descrito en el numeral 3.3.2), es decir:

- Una Generadora a GN, con un nivel de contratación alto (por ejemplo, mayor al 70 % de su Potencia Firme), preferirá mantener su nivel de Transporte Firme pues le permite cumplir con sus compromisos contractuales y recibir ingresos por Potencia Firme.
- Una Generadora a GN, con un nivel de contratación bajo (por ejemplo, debajo del 30 % de su Potencia Firme), tendría los incentivos para reducir su nivel de Transporte Firme e intercambiarlos por Interrumpible, pues de no hacerlo estaría incurriendo en altos costos fijos. Pero su nivel de reducción de Transporte Firme deberá considerar la expectativa de la Generadora para suscribir contratos con Clientes en el corto y mediano plazo.

En ese sentido, considerando la estructura actual del mercado eléctrico, se muestra a varias empresas, que disponen de centrales a GN, con un nivel de contratación alto, por ende, en el corto plazo y mediano plazo no tendrían previsto un cambio significativo en sus niveles de Transporte Firme (ver Tabla 3-5). No obstante, hay otras empresas con un nivel de contratación bajo que si les convendría evaluar la reducción de sus niveles de Transporte Firme e intercambiarlos a Interrumpible.

Tabla 3-5 Finalización de contratos de Transporte Firme de GN

<b>Contratos de Transporte Firme</b>	
<b>Empresas</b>	<b>Fecha de Fin</b>
Kallpa	1/04/2033
Engie	1/04/2033
Enel	31/12/2025
Egesur	1/04/2033
Fenix	31/05/2032



De lo anterior, se observa que la declaración de precios es una variable de análisis para la opción de reducción del nivel de Transporte Firme, sin embargo, una variable más relevante respecto a la anterior es el nivel de contratación que posee la Generadora a GN. Asimismo, de lo anterior, no se prevé en el corto y mediano plazo, un cambio significativo en la reducción de los niveles de Transporte Firme y su intercambio por niveles de Transporte Interrumpible.

#### **(v) Declaración de precios de GN y expansión de Capacidad de Transporte**

La declaración de precios de GN al permitir a una tecnología (Generación a base de GN) la posibilidad de declarar sus costos variables por debajo o igual a su costo real o auditado, le otorga una flexibilidad no sólo operativa sino también comercial a los titulares de Generación, que resulta atractiva para los inversionistas.

Adicionalmente, la promoción de tecnología a base de GN, estuvo impulsada también por un precio menor de Suministro para el sector de Generación eléctrica, respecto al precio de Suministro para otros sectores industriales o comerciales.

Otro factor importante, para el desarrollo de esta tecnología fue el mecanismo de licitaciones de mediano y largo plazo, creado mediante la LDGE (Congreso de la República, 2006), permitiendo así (aunado a los factores de declaración de precios y precio de promoción de Suministro de GN respecto a otros sectores), la financiación no sólo nuevas centrales térmicas a base de GN, sino también la conversión de ciclo simple a ciclo combinado de las centrales térmicas Chilca 1, Kallpa, Fenix y Termochilca.

Este incremento de Capacidad de Generación a base de GN, y de otros sectores industriales, requirió un incremento de la Capacidad de Transporte, pasando de una Capacidad inicial de 450 MMPCD a una Capacidad de 920 MMPCD (Capacidad actual).

De lo compartido en los párrafos anteriores, la declaración de precios de GN es uno de los factores importantes para promover nueva Capacidad de Generación termoeléctrica y por ende la expansión de la Capacidad de Transporte, sin embargo, dependerá también de la

permanencia de factores como, un precio competitivo de Suministro de GN y de licitaciones de largo plazo, así como del crecimiento de la demanda eléctrica en el mediano y largo plazo.

### 3.2.2. Nivel de contratación del Suministro y Transporte de GN

De acuerdo a la regulación vigente, se le obliga contratar a cada Generadora una Capacidad de Transporte Firme de GN, la cual garantizará los ingresos de la Generadora por Potencia Firme. Adicionalmente, un alta Capacidad de Transporte Firme contratada le permite a cada Generadora sustentar la contratación con nuevos Clientes (venta de Potencia y Energía).

En ese sentido, la obligación indicada en el párrafo anterior, incentivó a las Generadoras contratarse a valores firmes a través del *Take or Pay* (en el caso de los contratos de Suministro de GN) y por la Capacidad reservada diaria o CRD (en el caso de los contratos de Transporte de GN). A continuación, en la Tabla 3-6 se muestra el nivel contractual utilizado en la declaración de precios en junio 2018.

Tabla 3-6 Información Contractual para calcular el precio mínimo de GN - junio 2018

**Información contractual para calcular el precio mínimo de GN (PMGN) - junio 2018**  
**DS N°043-2017-EM**

Empresa	Central	Unidad	Per (1) [kW]	Cec (1) [MPC/kWh]	cdc (2) [MPCD]	top (2)	psg (2) [USD/MMBtu]
ENEL GENERACIÓN PERÚ	SANTA ROSA	TG7 con H2O	121	0,0101	74,160.80	100%	1.5027
		TG8	707,43	0,0096			
	VENTANILLA	TG3 TG4	144 084,69	0,0098 0,0094			
ENEL GENERACIÓN PIURA	MALACAS	TG4 con H2O	105,946.85	0.0116	Se mantiene en reserva esta información a solicitud de Enel Piura		
		TG6	51,280.47	0.0092			
	RESERVA FRÍA	TG5	127,893.08	0.0101			
EGASA	PISCO	TG1 TG2	35 359,05 34 910,30	0,0123 0,0122	10,077.75	100%	1.5184
EGESUR	INDEPENDENCIA	WARTSILA 1	5 751,61	0,0083	4,590.91	75%	1.5938
		WARTSILA 2	5 726,77	0,0085			
		WARTSILA 3	5 780,98	0,0082			
		WARTSILA 4	5 775,88	0,0084			
ENGIE	CHILCA 1	TG1	174	0,0094	69,746.47	100%	1.5027
		TG2 TG3	699,42 176	0,0093 0,0097			
	CHILCA 2	TG41	77,076.20	0.0100			
KALLPA	KALLPA	TG1	187	0,0094	78,575.13	100%	1.5027
		TG2 TG3	072,56 191	0,0097 0,0096			
	LAS FLORES	TG-1	196,750.94	0.0095			
S&F ENERGÍA	OQUENDO	TG1	29,384.29	0.0098	7,062.93	100%	1.5276
TERMOSELVA	AGUAYTIA	TG1	89 205,45	0,0117	50,000.00	70%	1.7800
		TG2	87 075,32	0,0116			
TERMOCHILC	OLLEROS	TG1	201,368.87	0.0092	45,026.20	70%	1.5660
FENIX	FENIX	GT 11	188	0,0089	84,100.00	90%	1.5343
		GT 12	090,20	0,0089			

(1) Obtenidos de los EPEyR. El Cec fue convertido a MPC/kWh utilizando el Poder Calorífico Inferior (PCI) del gas natural usado durante los EPEyR.

Fuente. COES

Elaboración. Propia

Asimismo, es preciso indicar que, cada gestión de contratación de cada Generadora con el Suministrador y el Transportista fue realizada de manera independiente. Dada la coyuntura actual, en la cual se presenta una disminución o reducción del despacho de las unidades termoelectricas a GN, se observa un menor uso de la Capacidad de Transporte Firme total o de Suministro firme total, y por ende una operación no eficiente del recurso debido al nivel de contratación del Suministro y Transporte de GN.

### **3.3. Consecuencias**

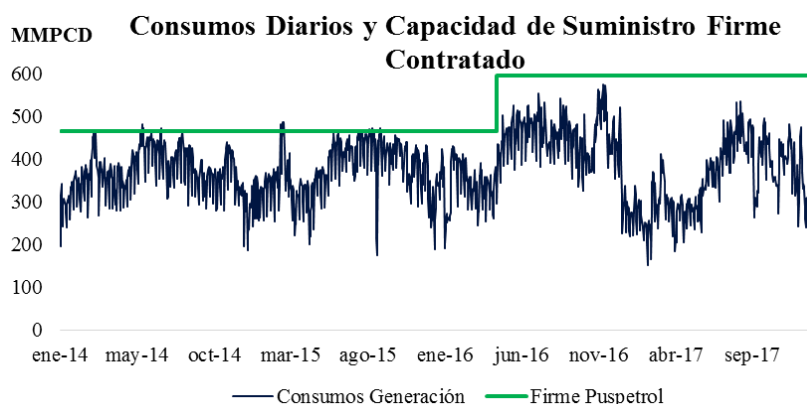
Explicada la problemática, así como, los hechos que evidenciaron dicha problemática, a continuación, se describe, las consecuencias que se han agravado en los últimos años.

#### ***3.3.1. Afectación de la eficiencia asignativa***

De acuerdo con NEPLI y CEPA (2016) la eficiencia económica consiste en acercarse a la eficiencia productiva (producir al mínimo costo), eficiencia asignativa (que los precios reflejen los costos) y dinámica (que haya innovación al menor costo).

Al respecto, el objetivo de eficiencia productiva es explícito. El COES opera el SEIN bajo la premisa del mínimo costo de operación, despachando las unidades en función de sus costos variables; sin embargo, respecto a la eficiencia asignativa bajo el contexto actual, se percibe un alejamiento del objetivo, es decir, el mínimo gasto total de los insumos o recursos utilizados para producir Energía. Esta premisa del alejamiento en la eficiencia asignativa, se evidencia en el contexto actual donde existe un exceso de Capacidad de Generación y por el cual, el despacho de las centrales que usan GN (Generación eficiente) muestra unos niveles de utilización del recurso de GN por debajo de sus Capacidades contratadas a firme con el Productor, como se muestra en el Gráfico 3-9.

Gráfico 3-9 Consumos diarios y Capacidad de Suministro firme contratado



Fuente. Osinergmin  
Elaboración. Propia

Asimismo, estos niveles bajos de utilización tienen como resultado, para las Generadoras con unidades termoeléctricas que usan GN, el incremento del pago del concepto denominado GN pagado y no consumido. La magnitud del GN pagado y no consumido, resulta de un balance o de la división del pago que realizan las Generadoras principalmente por los servicios de Transporte y Distribución de GN.

Es preciso mencionar que estos costos asociados al GN pagado y no consumido, son costos fijos que asumen los titulares de las unidades termoeléctricas a GN, dado que son costos, a reconocer al Suministrador, Transportista y Distribuidora de GN, despachen o no.

Se realizó la estimación del GN pagado y no consumido para el periodo 2012 al 2018, que puede apreciarse en la Tabla 3-7, así como, su comparación con el ingreso o ventas a las empresas de Generación, por parte del Suministrador, Transportista y Distribuidora de GN.

Tabla 3-7 Valorización del GN pagado y no consumido (en Millones U\$\$) y su relación con el ingreso por ventas al sector de Generación

<b>Concepto</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
Valorización del GN pagado y no consumido (Millones en U\$\$)	28	35	51	59	78	141	154
Ingresos del Sx, Tx y Dx (Millones U\$\$)							588
Porcentaje del GN pagado y no consumido respecto a los ingresos (%)							26%

Nota: Sx, Tx y Dx corresponden al Suministrador, Transportista y Distribuidora de GN respectivamente

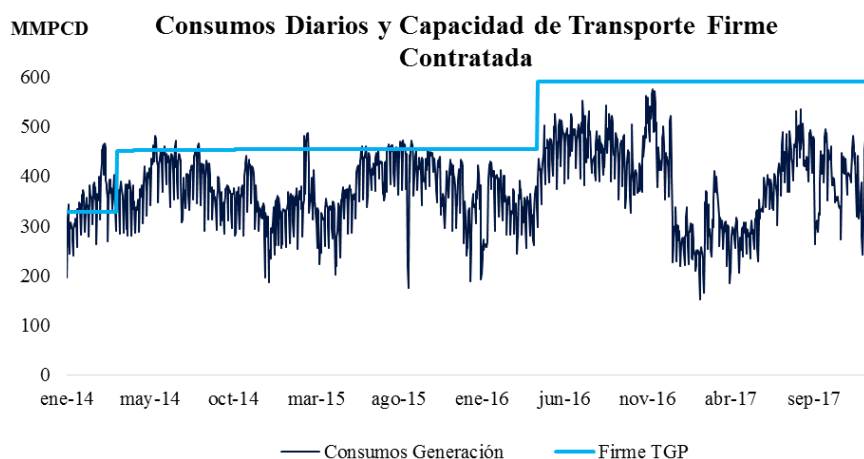
Fuente. Suministradoras  
Elaboración. Propia

De la Tabla 3-7:

- (i) La valorización de GN no usado crece a lo largo del tiempo producto del ingreso de nueva Capacidad (ampliaciones de centrales termoeléctricas a GN, como Engie y Kallpa, así como el ingreso de nuevos actores a GN, como Termochilca y Fénix Power) y sus contratos de GN asociados.
- (ii) Para el año 2018, se observa que el monto del GN pagado y no consumido, equivale al 26% de los ingresos o ventas a los Clientes de Generación eléctrica por parte del Productor, Transportista y Distribuidora, evidenciando el impacto de la problemática (inflexibilidad contractual) y su relación con la eficiencia asignativa.
- (iii) Durante los años 2016 al 2018 se muestra un incremento representativo del GN pagado y no consumido, debido a la combinación de dos factores, el primer factor responde al ingreso de nueva Capacidad hidroeléctrica y renovable no convencional, tecnologías que de acuerdo a la regulación anteceden a las unidades termoeléctricas en el ranking de despacho del COES, y el segundo factor responde a una tasa de crecimiento real de la demanda menor a la proyectada. Tales factores descritos, provocan un requerimiento de despacho de las unidades termoeléctricas menor a lo proyectado, es decir, un menor consumo de GN para la producción de electricidad y en consecuencia un incremento del GN pagado y no consumido.
- (iv) El año 2014 se muestra un incremento del GN pagado y no consumido, por el servicio de Distribución, ello debido al inicio del pago por el servicio de Distribución por parte de las empresas Engie y Kallpa.

Asimismo, en el caso de Transporte y Distribución, la contratación en firme es mayor al consumo medio. El detalle se encuentra en el Gráfico 3-10 y la Tabla 3-8.

Gráfico 3-10 Consumos Diarios y Capacidad de Transporte Firme Contratada



Fuente. Osinergmin  
Elaboración. Propia

Tabla 3-8 CRC y CC de Transporte y Distribución

Central	Transporte	Distribución
	Capacidad Reservada Diaria (CRD) (m <sup>3</sup> /d)	Capacidad Contratada Diaria Mensual (CC) (m <sup>3</sup> /d)
Ventanilla	3,207,376	2,100,000
Santa Rosa 1		1,100,000
Santa Rosa 2		-
Chilca 1	3,942,315	2,986,911
Chilca 2		955,404
Kallpa	3,710,000	3,710,000
Las Flores	1,144,312	1,144,312
Pisco	-	-
Independencia	-	-
Termochilca	1,275,000	1,275,000
Fenix	2,380,000	2,330,476
Oquendo	264,811	264,811

Fuente. Osinergmin  
Elaboración. Propia

### 3.3.2. Dilema del prisionero y posibilidad de arbitraje

El objetivo de este punto es evidenciar una conducta típica de los generadores eléctricos que usan GN. Para cumplir con este objetivo se utilizará los conceptos de microeconomía siendo uno de ellos la Teoría de juegos.

## **Teoría de juegos**

La teoría de juego nos permite estudiar el comportamiento estratégico. En otras palabras, una conducta que está ligada al comportamiento que se espera de los demás.

### **El dilema del prisionero**

Dos personas son capturadas por cometer un crimen, ambos cuentan con la misma cantidad de años de pena 2 años de cárcel. Sin embargo, se sospecha que también realizaron otro acto delictivo, pero como es una sospecha, se realizará la actividad de hacer que entren a un juego con las siguientes características:

- Reglas impartidas.
- Propuesta estratégica.
- Beneficio.
- Resultado.

#### **Reglas Impartidas:**

Se coloca en lugares separados a cada uno de los sospechosos de este nuevo crimen. En adición, se les dice que es sospechoso de este último acto delictivo.

Si ambos confiesan solo se les agrega 1 año y contarán con 3 años por ambos delitos. Si confiesa uno de ellos y su cómplice no, el que confiese recibirá solo 1 años menos, en cambio el otro recibirá de 9 años más en su sentencia.

#### **Propuesta estratégica:**

Los sospechosos solo tienen dos alternativas.

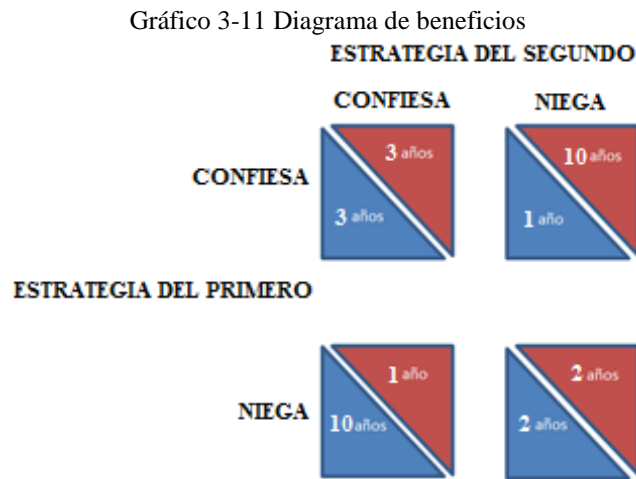
- Confesar.
- Negar haber cometido el último crimen.

Por lo cual se cuenta con cuatro escenarios.

1. Que los dos confiesen.
2. Que los dos se nieguen.
3. El primero confiesa y el segundo lo niega.
4. El segundo confiesa y el primero lo niega.

**Beneficio:**

Se puede colocar en una matriz los beneficios de los cuatro escenarios, el cual quedaría de la siguiente forma



Fuente. Michael Parkin, Microeconomía  
Elaboración. Propia

Encontrando el equilibrio de Nash:

Desde el punto de vista del segundo, solo puede confesar y así recibirá la menor sentencia que para él es 3 años en lugar de 10 años.

Desde el punto de vista del primero, solo puede confesar y así recibirá la menor sentencia que para él sería de 3 años en lugar de 10 años.

Dado que desde la perspectiva de los dos es conveniente confesar ambos confiesan y se resuelve el caso.

El dilema surge cuando los sospechosos analizan la consecuencia de su negación. Ninguno de los dos sabe cómo responderá el otro por lo cual buscará una menor pena, siendo esto el confesar.



## Relación con el mercado eléctrico

Los compradores netos (Potencia y/o Energía) en el mercado *spot* son generalmente los Generadores eléctricos que usan GN, estos contratan Potencia no eficiente, remunerando los balances negativos a un precio *spot* bajo. Esto genera perjuicios a las centrales hidroeléctricas que no pueden contratar toda su Potencia en avenida, en tanto son remuneradas a un precio *spot* bajo. Al respecto, se observa que, para el mes de octubre de 2017, el diferencial entre Potencia Firme propia y la Potencia contratada es mayor para las centrales que utilizan el MDP como se aprecia en la Tabla 3-9.

Tabla 3-9 Potencia Efectiva y Contratada a octubre 2017

EMPRESA	POTENCIA EFECTIVA (MW)	POTENCIA FIRME (MW)						POTENCIA CONTRATADA TOTAL PCF + PCV (MW)						
		TOTAL	SUB TOTAL EFICIENTE	HIDRO EFICIENTE	TERMO EFICIENTE		TERMO NO EFICIENTE	TOTAL	LIBRE			REGULADO		
					CICLO COMB.	CICLO SIMPLE			SUB TOTAL	PCF	PCV	SUB TOTAL	PCF	PCV
AGROAURORA	16	0	0	0	0	0	14	14	14	0	0	0	0	0
CELEPSA	223	223	223	223	0	0	210	80	80	0	130	96	34	
CHINANGO	198	166	166	166	0	0	135	0			135	113	23	
EGASA	295	280	235	165	70	46	166	6	6	0	160	133	27	
EGEMSA	169	110	110	110	0	0	90	39	37	3	51	43	8	
EGESUR	58	58	58	35	23	0	40	1	0	0	39	33	7	
ELECTROPERU	914	914	898	898	0	16	1066	653	653	0	414	322	92	
EMPRESA DE G. HUALLAGA	477	409	409	409	0	0	284	28	28	0	256	256	0	
EMPRESA DE G. HUANZA	98	98	98	98	0	0	87	87	87	0	0	0	0	
ENEL GENERACION PERU	1398	1387	1387	502	475	410	1519	691	691	0	828	707	121	
ENEL GENERACION PIURA	157	154	154	0	154	0	158	36	28	8	122	92	30	
ENGIE	2046	2019	1172	255	917	0	847	1377	731	731	0	646	541	106
FENIX POWER PERU	566	556	556	0	556	0	507	116	115	1	391	326	65	
HIDROELECTRICA HUANCHOR	20	20	20	20	0	0	25	21	21	0	5	4	1	
KALLPA GENERACION S.A.	1615	1609	1609	555	858	196	1531	751	751	0	780	678	101	
LIJZ DELSUR	90	62	62	62	0	0	102	102	102	0	0	0	0	
ORAZUL ENERGY	376	362	362	362	0	0	264	83	83	0	181	152	29	
SAN GABAN	116	116	116	116	0	0	60	16	16	0	44	33	11	
SDF ENERGIA	29	27	27	0	27	0	25	12	12	0	13	11	2	
SHOUGESA	64	63	0	0	0	63	55	55	55	0	0	0	0	
STATKRAFT	448	433	433	433	0	0	378	147	147	0	232	221	10	
TERMOCHILCA	202	200	200	0	200	0	261	74	74	0	187	155	31	
TERMOSELVA	176	176	176	0	176	0	183	18	18	0	165	137	28	
OTROS	996	866	86	70	16	780	0	0	0	0	0	0	0	
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>10745</b>	<b>10304</b>	<b>8553</b>	<b>4477</b>	<b>2806</b>	<b>1271</b>	<b>1751</b>	<b>8535</b>	<b>3758</b>	<b>3747</b>	<b>12</b>	<b>4777</b>	<b>4052</b>	<b>725</b>

Fuente. Fisher (2017)

A continuación, se muestra la Tabla 3-10 donde están las Generadoras que realizan compras netas en el Mercado *Spot*

Tabla 3-10 Empresas compradoras netas (Potencia y/o Energía) en el mercado *Spot*

Empresa	Contratos (MW)	Potencia (MW) Hidro+CC	Potencia (MW) Hidro+CC+CS
Enel Perú	1.397	976	1.387
Engie	1.271	1.172	1.172
Kallpa	1.429	1.413	1.609

Fuente. COES  
Elaboración. Propia

Esto produce que las Generadores con mayor sobrecontratación (respecto a la Potencia eficiente propia), establezcan un situación donde se da a pie un Dilema del Prisionero.

En este análisis se plasmará los escenarios de un Generador eléctrico el cual al igual que los demás que se encuentra presente en el mercado con dos posibles escenarios.

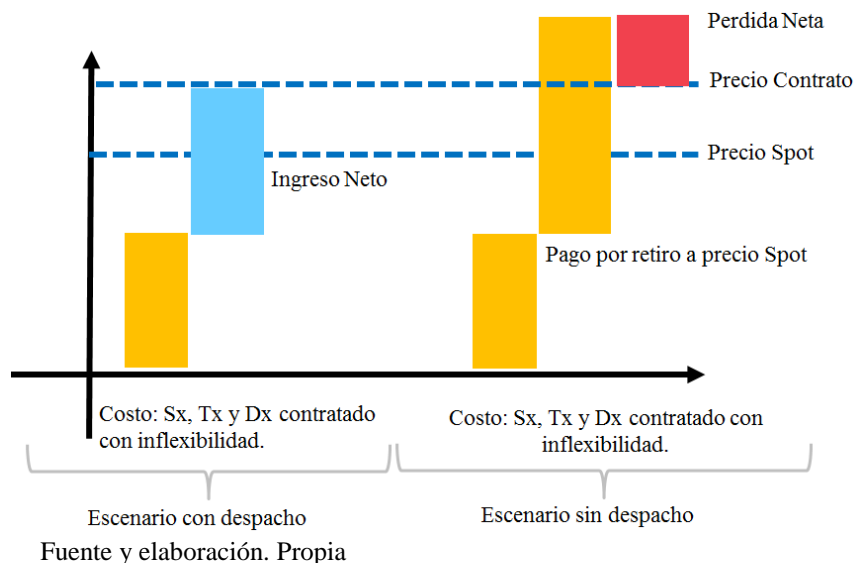
- Escenario con despacho.
- Escenario sin despacho.

Este Generador (A) ya cuenta con compromisos en toda la cadena del GN (Suministro, Transporte y Distribución) además de contratos firmados con sus Clientes (precio de contrato).

**De los dos escenarios se desprende lo siguiente:**

- Si el Generador (A) ingresa al despacho, este debe de realizar el pago de Suministro, Transporte y Distribución y vender la Energía de acuerdo al precio establecido en el contrato, lo cual deja un margen de ganancia positivo al final.
- Si el Generador (A) no ingresa al despacho, este debe de cumplir con los contratos de sus Clientes y en adición cumplir con el pago por el pago del Suministro, Transporte y Distribución, en el Gráfico 3-12 se describe lo mencionado.

Gráfico 3-12 Dilema del Prisionero para un Generador eléctrico



**Propuesta estratégica:**

Analizando la situación para un solo generador (A) que hace uso de GN. En conjunto los Generadores solo tienen dos alternativas.

- Todos los generadores declaran mayor a cero incluyendo generador (A).
- Declarar mayor a cero (A) y los demás declaran cero.
- Declarar cero (A) y los demás declaran mayor a cero.
- Todos los generadores declaran cero incluyendo generador (A).

De esta forma, las cantidades de GN contratadas bajo el *Take or Pay* son remuneradas a PlusPetrol así no sean consumidas (son un costo fijo), así los costos de despacho para un Operador con una única central de GN con *Take or Pay* al 100% son recuperados según la central despache o no. En caso no despache, no recuperará el costo del Suministro del GN. En caso despache ganará o perderá según el diferencial con el precio *spot*. Esto genera los incentivos para declarar cero. En un mercado oligopólico, y a falta de acuerdos colusorios, el comportamiento se convierte en sistemático.

Esto quiere decir, que si todos declaran cero quienes tengan menores costos podrán despachar, incluyendo el Generador (A).

Si el Generador (A) declara mayor a cero y todos los demás declaran cero, los que declararon cero podrán despachar antes que el Generador (A) y lo más probable es que este último no entre al despacho ya que la demanda estaría satisfecha.

Si el Generador (A) declara cero y todos los demás declaran mayor a cero, el Generador (A) podrá despachar antes que los demás y lo más probable cumpla con todos sus acuerdos contractuales.

Ahora, si todos los generadores declaran mayor a cero, quien despachará primero será aquel que cuente con un menor Costo Marginal (más eficiente).

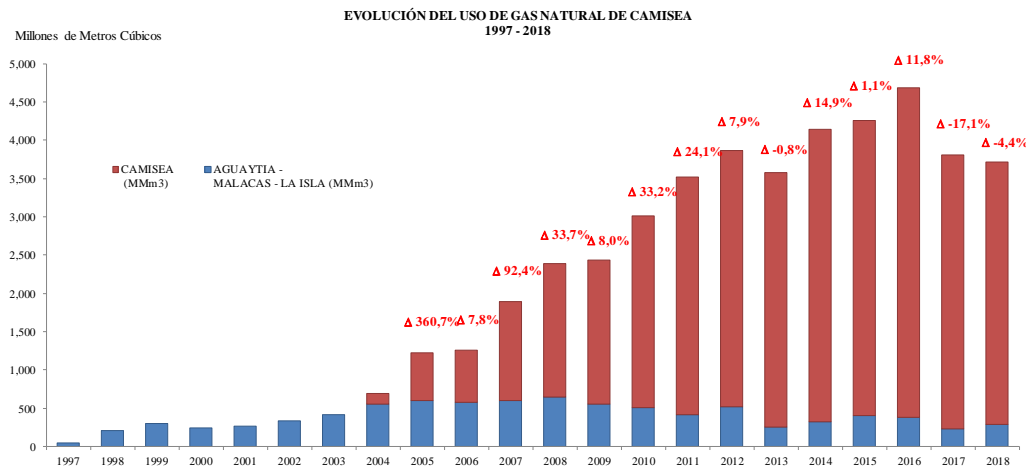
Entonces, el Equilibrio de Nash en esta situación será cuando todos declaren cero, debido que todos los generadores estarán a la expectativa de cuanto declararán los demás.

### **3.3.3. Costos Marginales “supuestamente bajos”**

Actualmente, se discute mucho que los precios *spot* de Energía son bajos a causa de (i) el MDP y (ii) las inflexibilidades contractuales. Sin embargo, ambas causas descritas anteriormente obvian un motivo mucho más medible, y que corresponde al exceso de Capacidad eficiente, tal como fue explicado en el numeral 3.2.2.

Hasta el año 2015, el MDP no era mencionado como un problema en sí, dado que las Generadoras con unidades termoeléctricas a base de GN eran despachados por el COES y tenían la posibilidad de compensar sus costos asociados a sus contratos de GN. En el siguiente Gráfico 3-13 se observa una disminución del uso del GN en los años 2017 y 2018.

Gráfico 3-13 Uso del GN de Camisea (1997 - 2018)



Fuente. COES  
Elaboración. Propia

En ese sentido, el precio *spot* de Energía o los Costos Marginales responden al movimiento natural de la oferta y la demanda, donde el exceso de Generación eficiente tiene un peso importante, más no la declaración de precios.

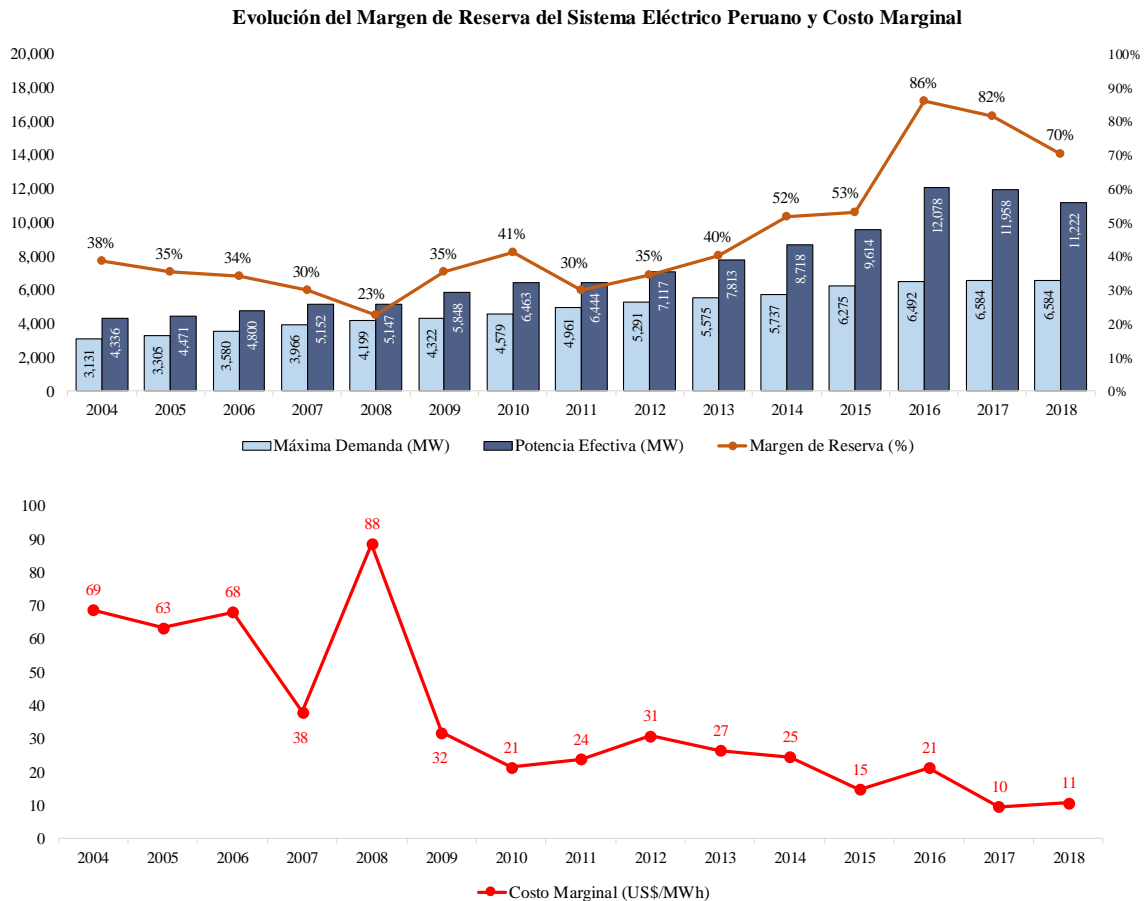
### 3.3.4. Incremento del Cargo Prima RER

Una consecuencia del exceso de la oferta de Generación en los últimos años es en parte responsable de la disminución de los precios *spot* de Energía.

Al respecto, una variable que representa el exceso de oferta de Generación, es el Margen de Reserva, definido como la razón entre el excedente de la Generación y la máxima

demanda del sistema. Tal ejercicio, determinación del margen de reserva, se realizó para los años 2004 al año 2018, tal como se puede apreciar en el Gráfico 3-14.

Gráfico 3-14 Evolución del Margen de Reserva y el Costo Marginal



Fuente. COES  
Elaboración. Propia

Del Gráfico 3-14 se aprecia la correlación negativa o inversa entre las variables margen de reserva y Costo Marginal. En ese sentido, se procedió con el análisis de correlación, para el periodo 2004 y 2018, excluyendo el año 2008 (año crítico producto de un estiaje más severo que el promedio y del congestionamiento del gasoducto de Camisea), obteniéndose entre ambas variables una correlación negativa o inversa de **71.96%**, es decir, un valor alto y consistente con la teoría económica.

Adicionalmente, como resultado de la disminución en las magnitudes de los precios *spot* de Energía de los últimos años, el Cargo Prima RER que pagan los Usuarios ha aumentado.

Un ejercicio al respecto, a fin de cuantificar la magnitud del Cargo Prima RER se realizó para el periodo 2019 al 2022, en el cual se compara dos escenarios, denominados A y B, descritos a continuación:

- Escenario A: El Cargo Prima RER que es variable según la coyuntura actual, donde coexiste la Declaración de precios y un precio mínimo de declaración para las unidades termoeléctricas que usan GN.
- Escenario B: El Cargo Prima RER que es variable en el escenario propuesto, donde se hace variable el costo de Suministro, Transporte y Distribución de GN.

Los resultados se muestran en la Tabla 3-11 siguiente:

Tabla 3-11 Valorización de la Prima RER (en Millones S/)

<b>Año</b>	<b>Escenario A</b> Millones S/	<b>Escenario B</b> Millones S/	<b>Ahorro (A-B)</b> Millones S/
2019	894	705	188
2020	904	712	191
2021	949	748	200
2022	890	709	181
<b>Total</b>	<b>3636</b>	<b>2875</b>	<b>761</b>

Fuente y elaboración. Propia

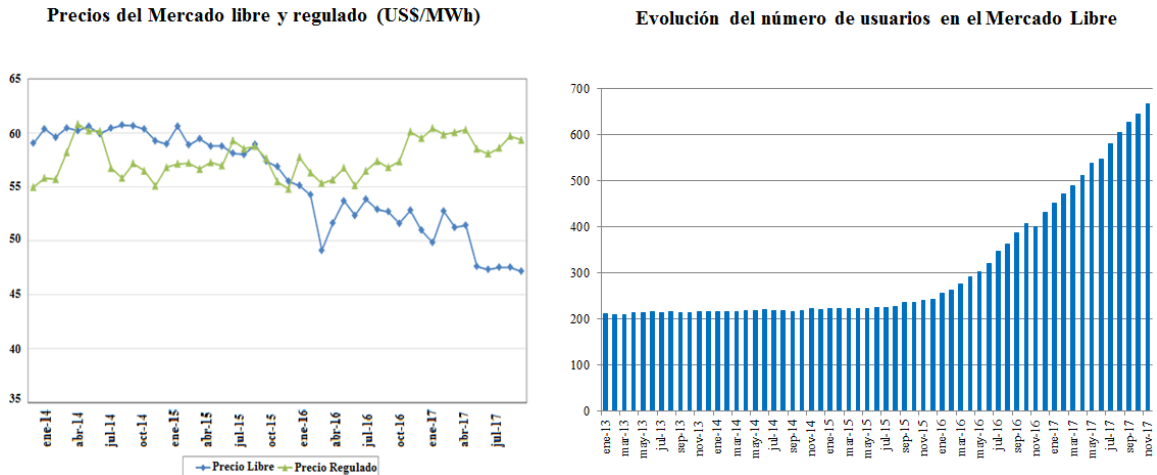
Es preciso mencionar que el Escenario B, al hacer variable los costos de Suministro, Transporte y Distribución de GN, estos son incorporados en los costos variables de las unidades termoeléctricas de GN, originando un incremento del precio *spot* de Energía y por ende, una reducción del Cargo Prima RER.

### **3.3.5. Migración del mercado Usuarios Libres a Regulados**

El exceso de oferta ha desarrollado un ingreso de Generación sin riesgo de demanda lo que conlleva una reducción en el precio *spot*. El contar con un precio *spot* bajo no es un inconveniente, el bajo precio del mercado *spot* que se observa hoy en el mercado incentiva a

las Generadoras a buscar Clientes Libres y Regulados quitando mercado a las Distribuidoras. Al respecto corresponde remitirse al Gráfico 3-15.

Gráfico 3-15 Precios de Mercado Libre y Regulado y Evolución del número de Usuarios Libres



Fuente. Osinergmin  
Elaboración. Propia

### 3.4. Solución transitoria del MEM

En diciembre de 2017, el MEM mediante DS N° 043-2017-EM (MEM, 2017c) reemplazo el régimen de Declaración de Precios Libres por uno de precio mínimo que contiene un precio mínimo de GN en boca de pozo, que bonifica la mayor eficiencia calorífica de las centrales de Generación. El COES verifica que el valor declarado por central de Generación tenga como mínimo el siguiente valor:

Ecuación 3-1 Fórmula del Precio Mínimo

$$PMGN_i = \left( 1 - \left[ \frac{CDC_i}{24 \times \sum_j^n (Pef_{ij} \times CeC_{ij})} \right]^{TOP} \right) PSG$$

1. Consumo relativo de la cantidad diaria contractual entre generadora con el proveedor de gas natural

2. Se ajusta el consumo relativo para delimitarlo a aquel consumo que no se encuentra afectado por el *take or pay* (costo variable)

3. Solo se considera el precio del suministro de gas, el cual esta asociado al costo variable del gas (precio de molécula)

Dónde:

$PMGN_i$ : Precio mínimo de GN para la Generadora  $i$  (USD/MMBTU), entendiéndose por “Generador  $i$ ” al titular de Generación.

$CDC_i$ : Cantidad diaria contractual de la Generadora “ $i$ ” (MPCD)

$P_{ef_{ij}}$ : Potencia Efectiva de la Unidad de Generación “ $j$ ” utilizando GN, determinada conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 18 (o el que lo sustituya), perteneciente al Generador “ $i$ ” (kW).

$Ce_{C_{ij}}$ : Consumo específico de calor de la Unidad de Generación “ $j$ ”, determinado conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 18 (o el que lo sustituya), perteneciente al Generador “ $i$ ” (convertido en MPC/MWh). Para estos efectos, el poder calorífico inferior será el registrado en la prueba de Potencia efectiva, conforme al procedimiento técnico respectivo.

TOP: Porcentaje del consumo diario contratado sujeto a la condición “*Take or Pay*”, o cualquier otra denominación estipulada en el respectivo contrato de Suministro, que la Generadora está obligado a pagar independientemente de su consumo efectivo (%).

PSG: Es el precio de Suministro de GN (no incluye Transporte y Distribución) aplicable según el respectivo contrato de Suministro de GN, incluido los descuentos aplicables. En el caso que las centrales de un mismo Generadora tengan PSGs diferenciados, se considerará el correspondiente a la central para el cálculo del  $PMGN_i$ ,

El MEM señaló que las alternativas evaluadas fueron las siguientes:

- (i) Opción A.- El Costo Marginal de una central a GN no podrá ser inferior al costo unitario de Generación modelado en base a una central de Generación teórica de ciclo combinado con características específicas mínimas de Potencia, de eficiencia neta y heat rate. Este se usa para la valorización de en el mercado *spot* y permitir la declaración de precios para el despacho.



Al respecto, evaluó dicha alternativa, descartándola en tanto implica establecer una mayor intervención administrativa sobre la formación de precios.

- (ii) Opción B.- Establecer la obligación de presentar un reporte anual de precios nominales de Suministro, Transporte y Distribución de GN, con los que se calcula un precio único nominal del GN y se despacha por eficiencia considerando dicho precio único nominal. En esta alternativa es el COES el que establece un precio único que refleja lo precios nominales de las Generadoras y con ello se determina el precio *spot*. El MEM determinó que dicha alternativa no era consistente con el modelo marginalista. Asimismo, se verifica que dicha alternativa no soluciona las inflexibilidades contractuales señaladas.
- (iii) Opción C.- Establecer la obligación de presentación de reporte anual de precios nominales de los contratos de GN (Suministro, Transporte y Distribución) y cantidades diarias contratadas físicas, que determinan el nivel de Capacidad (output) a costo cero de GN de la unidad. Se despachó primero la Capacidad a costo cero, y luego la Capacidad que presenta costos variables (por eficiencia), lo que genera alta volatilidad del precio *spot*. El MEM determinó que dicha opción no era consistente con la reducción de la volatilidad del CMCP (objetivo de la LDGE), siendo que su evaluación.
- (iv) Opción D.- Utilizar como costos variables de las centrales el costo nominal de los contratos de Suministro y Transporte. El GN pagado pero no consumido es socializado en proporción a la Energía producida o algún otro indicador. El MEM determinó que dicha opción variabiliza ex - post los costos fijos, pues las Generadoras no pagarían el GN sin consumir y el despacho sería eficiente. La compensación que tendrían que asumir las Generadoras deben ser por todos los costos fijos, y no solo por el Suministro de GN, con lo cual los costos de esta opción serán mayores a sus posibles beneficios. Dado que la medida supone que las Generadoras que no utilizan GN, asumen los costos de combustible de otras Generadoras, ello constituye una expropiación indirecta.

- (v) Opción E.- Identificar el Costo Marginal del precio del GN, considerando que los contratos de Suministro no son completamente fijos. En particular, en el Suministro la principal inflexibilidad de las Generadoras es el “*Factor Take or Pay*” (FTOP) que ellos asumen; cabe señalar, que la proporción pagada del GN con *Take or Pay* es mitigada cuando existen cláusulas *Make Up* o periodo de recuperación del GN pagado pero no tomado. De esta manera en la práctica del mercado, una parte de la proporción *Take or Pay* no se fija debido a que se puede recuperar parte del GN pagado y no consumido. Se permite la declaración, pero con un precio base por central que considere el Costo Marginal Promedio asociado a la parte del GN que compran las Generadoras de forma variable. Las ventajas detectadas son: (a) mejora la eficiencia del despacho (al mismo factor *Take or Pay* despacharía primero la central más eficiente; (b) refleja de mejor manera los niveles de inflexibilidad de los contratos de Suministro, permitiendo una menor declaración para las Generadoras que tienen mayor *Take or Pay*, y por lo tanto menor costo de oportunidad del uso del GN, (c) es factible de implementar en el corto plazo sin modificaciones con rango de Ley, (d) es consistente con el modelo marginalista, ya que, según la teoría económica, el Costo Marginal por definición es aquel costo que puede ser evitado, pues depende del nivel de producción.
- (vi) Opción F.- Implementar un mecanismo de comprador único de GN, que se encargue de asignar el GN eficientemente entre las unidades de Generación del SEIN. Requiere de altos costos de transacción, debiendo existir una adecuación de los contratos suscritos actualmente entre las Generadoras con el Productor y el Transportista de GN. Dado que no hay una entidad que se encargue de centralizar los requerimientos de GN de las entidades de Generación, se requiere de la aprobación de normas con rango de ley, y un periodo de adecuación para los agentes involucrados.

### **3.5. Soluciones en los mercados comparados**

#### **3.5.1. Caso Chile**

Las decisiones de contratación de GNL son descentralizadas, no existiendo un proveedor único (el GNL es comprado vía importación y re gasificado en las dos plantas construidas para tal fin). En tal sentido, además de las inflexibilidades contractuales (“*Take or*

*Pay*” o la prohibición de reventa) se suman a las inflexibilidades físicas (reducida capacidad de almacenamiento).

El Gobierno Chileno implementó un Grupo de Trabajo Modelación de Restricciones para Modelamiento del GNL, destinado a preparar una propuesta concreta para la realidad de cada Centro de Despacho Económico de Carga, que permita una modelación clara y eficiente de las restricciones de precio y disponibilidad de GNL. En dicho contexto, el análisis realizado por dicho Grupo de Trabajo (2016) consideró las siguientes particularidades de la generación eléctrica con GNL:

- (ii) Particularidades en la operación de la infraestructura de terminales de GNL y de las condiciones comerciales de suministro comprenden: (i.1) la baja flexibilidad en la programación anticipada y ventanas de recepción de los buques, (i.2) limitada capacidad de almacenamiento, (i.3) estructura de contratos con porcentajes *Take or Pay* altos.
- (iii) Incertidumbre en la proyección del despacho eléctrico, así las generadoras que usan GNL tienen incertidumbre sobre su despacho debido a modificaciones de las condiciones hidro-térmicas.
- (iv) Existencia de un mercado secundario poco profundo. No existe un mercado secundario profundo que otorgue flexibilidad en la utilización del GNL regasificado en el contexto de hidrológicas húmedas o contingencias de las Generadoras.

En dicho contexto, son replicables las afirmaciones de Moreno *et al* (2014) referidas al uso ineficiente del GN bajo el esquema de costos auditados, considerando: (i) el nivel de información en los modelos de operación del sistema eléctrico acerca de la disponibilidad del GN, (ii) el grado de incertidumbre asociado a las condiciones hidrológicas (expone a las Generadoras bajo inflexibilidad contractual a fluctuaciones importantes en su margen operacional), (iii) el nivel de madurez y/o liquidez del mercado secundario (inflexibilidad la operación y limita la posibilidad de intercambiar los déficit y excedentes de manera rápida y eficiente), y (iv) el número de participantes en el mercado y el nivel de monitoreo referidos a la importación de GNL.

El Grupo de Trabajo propuso el borrador de la Norma técnica para la programación y coordinación de la operación de unidades que utilicen GNL re gasificado aprobada por Resolución Exenta N° 638-2016 del 29 de agosto de 2016 (en adelante, la Norma Técnica). Dicha Norma Técnica establece la obligación de entrega de los contratos y el programa anual de entregas de GNL. El coordinador coteja la información suministrada (entregada mensualmente) consistente en:

- (i) Disponibilidad de GNL regasificado.
- (ii) Costos (costo variable combustible). El primer método es el directo, el segundo vía estimación.
- (iii) Condición de Suministro, según la condición de flexibilidad o inflexibilidad, respecto a su utilización en la venta de información (periodo mensual). La condición de inflexibilidad es la imposibilidad de reventa del GNL a uso distinto de la Generación eléctrica.

La programación se realiza sobre la base de declaraciones semanales del costo variable combustible que comprende los conceptos indicados en los literales a) a del numeral 2 del artículo 2-6 del Título 2-3 Informe Ejecutivo sobre acuerdos de Suministro, esto es:

*“a. Costo DES: Costo del gas natural licuado entregado a bordo del buque, en el puerto de destino, considerando el costo de flete con sus seguros, sin incluir los derechos de internación, ni costos por riesgos asociados a la descarga.*

*b. Costo de consumo de gas para nave metanera: Costo asociado al gas natural utilizado por la nave metanera durante el transporte.*

*c. Seguros de descarga: Según contratos convenidos con la respectiva empresa prestadora del servicio de descarga.*

*d. Costo CIF (Cost, Insurance & Freight)=a+b+c.*

*e. Derechos de internación: Costo asociado a los derechos de internación conforme a su valor vigente según el país de origen y momento de la internación.*

*f. Agente de aduana: Costo asociado al servicio del Agente de Aduana expresado en general como un porcentaje del Costo CIF (d), de acuerdo al valor convenido por la Empresa Generadora GNL en el respectivo acuerdo de Suministro.*

*g. Impuesto sustitutivo: Impuesto equivalente al impuesto de timbres y estampillas aplicado a operaciones de crédito de dinero, conforme al artículo n° 3 del DL N° 3.475.*

*h. Comisión bancaria. Costo asociado al servicio del banco o institución financiera expresado como un porcentaje del Costo CIF, de acuerdo al valor convenido por la Empresa Generadora GNL en el respectivo Acuerdo de Suministro.*

*i. Pérdidas en el Terminal GNL: Costo asociado al gas natural utilizado en el proceso de regasificación, desde la recepción como GNL hasta su regasificación, expresado como un porcentaje sobre el total entregado en estanque del Terminal GNL.*

*j. Cargo variable por servicio de regasificación en el Terminal GNL: Costo asociado al servicio de regasificación contratado por un cliente del Terminal GNL.*

*k. Cargo por transporte interrumpible en Chile: Costo asociado a la utilización de un contrato de transporte interrumpible (no firme) vigente con el proveedor o transportista. Se deberán indicar los costos asociados al transporte interrumpible de todos los tramos de gasoductos que se utilicen para llegar desde el punto de entrega del Terminal de GNL hasta el punto de recepción en la Unidad GNL.*

*l. Costo de comprensión asociado al transporte: Costo de compresión asociado al transporte contratado por un cliente del Terminal GNL.*

*m. Otros costos variables distritos a los anteriormente señalados, debidamente justificados.*

*n. Costo Variable Combustible Total=  $d + e + f + g + h + i + j + k + l + m$ .*”

El numeral 3 del artículo 3-3 de la Norma Técnica establece que un volumen de GNL está sujeto a inflexibilidad, sino puede ser usado a un uso distinto al de la generación eléctrica en la ventana de información de la operación, sin causar un perjuicio económico relevante a la Generadora.

Finalmente, el artículo 3-8 de la Norma Técnica establece que en el caso de las Generadoras que usan GNL, que se encuentren operando con volúmenes de GNL sujetos a inflexibilidades, el GNL resgasificado deberá ser utilizado, considerando un Costo Marginal con un costo variable combustible igual a cero. Sin perjuicio de ello, el operador optimiza la programación de las unidades de forma tal que se minimice el costo total de operación y de

falla. Las inyecciones son remuneradas al Costo Marginal, sin derecho a remuneración por la inyección realizada, sin perjuicio de los pagos por potencia, servicios complementarios y otros.

### **3.5.2. Caso Colombiano**

En el caso colombiano, el despacho se realiza sobre un mercado de día previo (precios declarados de forma diaria para todo tipo de Generación) con intervalos de una hora. Por tanto, no existe la problemática señalada a la declaración de precios, en tanto todas las Generadoras, con independencia de la tecnología utilizada, declaran precios para intervalo de una hora.

En el caso de la Potencia (Resolución CREG-071 del 2006) se implementó el Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Electricidad (vigente desde el 1 de diciembre de 2006), que reemplaza el Cargo por Capacidad preexistente. Se subastan Obligaciones de Energía Firme (OEF) consistentes en compromisos de Generadoras respaldados por centrales con la Capacidad de producir Energía firme durante situaciones críticas. El adjudicatario se compromete a entregar determinada cantidad de Energía cuando el precio de la bolsa supera un umbral (Precio de Escasez). La remuneración es liquidada por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) (Operador del sistema) y pagada por los Usuarios del Sistema Interconectado Nacional (SIN) a través de un cargo cobrado a las comercializadoras.

En dicho contexto, la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) es *“la máxima Energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de Generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año”*. La ENFICC (artículo 44 de la Resolución CREG-071 del 2006) requiere de la presentación de contratos de Suministro de combustibles y Transporte en firme de GN.

La atención de las necesidades de combustible de la planta y/o unidad de Generación puede incluir contratos en firme de Suministro y Transporte, almacenamiento e inventarios, Contratos de Respaldo, contratos del mercado secundario de Suministro y Transporte de gas, según sea el caso. Cuando (artículo 49 de la Resolución CREG 071-2006) la duración de estos contratos sea inferior al Período de Vigencia de la Obligación, se deben presentarán garantías de disponibilidad del combustible.

En resumen, al tratarse de un despacho económico basado en subastas de día previo, no se despacha bajo costos reales, y por ende no existe la problemática de la declaración de precios. La postulación a las subastas de OEF requiere de Energía Firme, que en el caso de Generadoras que usan GN, requiere de compromisos en firme de suministro, transporte y distribución.

### **3.5.3. Caso Mexicano**

Dentro del proceso de transición hacia un modelo de comercialización mayorista, mediante Acuerdo del 1 de setiembre de 2015, se aprobaron las Bases del Mercado Eléctrico (Bases) como lineamientos de un futuro mercado completamente liberalizado.

Por el lado de la Energía, se establece un Mercado del Día en Adelanto (Mercado de día previo) con costos declarados. En otras palabras, no se utilizan costos auditados, no existiendo la problemática de declaración de precios de GN bajo un despacho económico de costos auditados.

Sin perjuicio de ello, el numeral 10.6.2 de las Bases establece el mercado de día previo para el Suministro y el Transporte de GN en firme, finalice antes del Mercado de Día en Adelanto. Esto es, se permite que la presentación de ofertas de Energía para el día siguiente, se realicen con la definición previa de las transacciones de suministro y transporte.

Cuando el ofertante adjudicatario no inyecte energía se aplican penalidades, salvo que:

- (i) La falta de disponibilidad de GN sea imprevisible.
- (ii) Cuando la reducción de la disponibilidad haya sido con ocasión de una orden de CENAGAS (gestor del Transporte de GN), siempre que la instrucción haya sido emitida después de la recepción de ofertas al Mercado de Día en Adelanto.

El mercado eléctrico contará con un Mercado para el Balance de Potencia que garantice la instalación de Capacidad de Generación suficiente para cumplir los requisitos mínimos establecidos por la autoridad regulatoria. La Potencia se adquiere mediante licitaciones de hasta 20 años, existiendo un mercado de balance de Potencia (sujeto a “*Pay as*

*Cleared*”). El cálculo de la Potencia se realiza tomando en consideración las 100 horas críticas consideradas en un intervalo anual.



## Capítulo IV Análisis Costo - Beneficio

Este capítulo contiene una descripción y evaluación de las propuestas u Opciones Regulatorias, así como, del análisis de las variables de decisión y su valorización económica.

### 4.1. Metodología

La metodología seguida en la Tesis consiste en cuatro (4) componentes, los cuales se encuentran desarrollados a lo largo del presente documento. Asimismo, tales componentes conforman un proceso relacionado y que corresponden a:

- Marco conceptual:

El desarrollo de un marco conceptual adecuado permite presentar los conceptos del mercado eléctrico de manera general, su interrelación con el mercado de GN, así como, la estructura regulatoria nacional, que servirá para una mejor comprensión de la problemática.

- Supuestos:

Mediante el cual se definen las premisas generales y específicas para la determinación de los parámetros de entrada en los programas computacionales, para cada Opción Regulatoria planteada, con los cuales se obtendrán variables de decisión y su valorización asociada.

- Programas computacionales:

- (v) SDDP: Programa de Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Red (en adelante SDDP), mediante el cual se pueden proyectar los Costos Marginales y el despacho de las centrales de Generación para el mediano y largo plazo. Para una mayor descripción del software, revisar el Anexo 13.
- (vi) Microsoft Office Excel: Utilizado para la elaboración de hojas de cálculo, tabulación de tablas de los resultados obtenidos del programa SDDP, proyecciones, entre otros.

- Análisis:

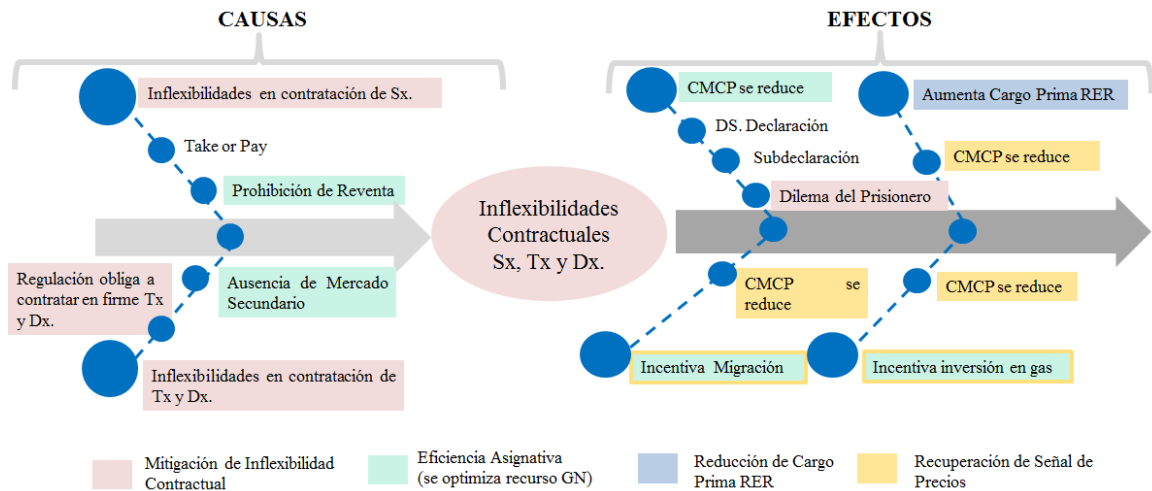
Proceso se nutre de los elementos anteriores para desarrollar las alternativas regulatorias planteadas, así como, de los resultados o salidas obtenidas de los programas computacionales, con la finalidad de identificar la mejor Opción Regulatoria.

Los criterios de evaluación consisten en el cumplimiento de menor a mayor grado en el cumplimiento de los siguientes criterios:

- (i) Mitigación de las inflexibilidades contractuales.
- (ii) Mejora de la eficiencia asignativa (optimización de la contratación y uso del Suministro, Transporte y Distribución de GN).
- (iii) La reducción del Cargo Prima RER.
- (iv) La recuperación de la señal de precios.

Dichos criterios son identificados a partir del diagrama de Ishikawa anteriormente presentado, conforme al Gráfico 4-1.

Gráfico 4-1 Definición de atributos de evaluación de las Opciones Regulatorias



Fuente y elaboración. Propia

La definición y priorización de los atributos se realiza en atención de las causas, principal problema y efectos identificados.

## 4.2. Supuestos

Las principales premisas utilizadas en las alternativas regulatorias corresponden a:

### 4.2.1. Variables macroeconómicas

#### i. Escenarios de Precio Internacional del Petróleo (Parámetro WTI)

Para los escenarios de Precio Internacional de Petróleo (WTI), se ha considerado tres escenarios, uno base o esperado (de código WB), uno pesimista (de código WP) y el último optimista (de código WO), como puede apreciarse en la Tabla 4-1 siguiente:

Tabla 4-1 Escenarios del parámetro WTI (US\$/BBL)

Escenario	WB	WP	WO
Año	Base	Pesimista	Optimista
	WTI (US\$/BBL)	WTI (US\$/BBL)	WTI (US\$/BBL)
2019	66.50	56.53	76.48
2020	66.70	53.36	80.04
2021	67.00	53.60	80.40
2022	68.00	54.40	81.60
2023	69.00	55.20	82.80
2024	70.38	56.30	84.46
2025	71.79	57.43	86.15
2026	73.22	58.58	87.87
2027	74.69	59.75	89.63
2028	76.18	60.95	91.42
2029	77.71	62.16	93.25
2030	79.26	63.41	95.11

Fuente. EIA, Banco Mundial, Proyección propia (para los últimos años)  
Elaboración. Propia

Es preciso comentar que las proyecciones del precio del petróleo se han tomado en base a la información de diversas fuentes, como la *US Energy Information Administration* (EIA), así como, de las proyecciones del Banco Mundial.

#### ii. Tipo de cambio

Para todos los escenarios se ha considerado un único tipo de cambio, tomando como base la información de los reportes del Banco Central de Reserva (BCR), cuyos valores puede apreciarse en la Tabla 4-2 siguiente.

Tabla 4-2 Tipo de Cambio

Mes	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2030
Enero	3.30	3.33	3.35	3.37	3.39	3.40
Febrero	3.31	3.33	3.35	3.37	3.39	3.40
Marzo	3.31	3.34	3.36	3.38	3.39	3.40
Abril	3.31	3.34	3.36	3.38	3.39	3.40
Mayo	3.31	3.34	3.36	3.38	3.39	3.40
Junio	3.32	3.34	3.36	3.38	3.40	3.40
Julio	3.32	3.34	3.36	3.38	3.40	3.40
Agosto	3.32	3.34	3.36	3.38	3.40	3.40
Setiembre	3.32	3.35	3.37	3.39	3.40	3.40
Octubre	3.33	3.35	3.37	3.39	3.40	3.40
Noviembre	3.33	3.35	3.37	3.39	3.40	3.40
Diciembre	3.33	3.35	3.37	3.39	3.40	3.40

Fuente. BCR, Proyección propia (para los últimos años)  
Elaboración. Propia

### iii. Inflación de Estados Unidos

Asociada a la proyección de los índices publicados por la página *U.S. Bureau of Labor Statistics*, se tomó para todos los escenarios, una tasa de 2% anual.

#### 4.2.2. Demanda

Para la demanda de Energía se ha considerado cinco escenarios, uno corresponde a la demanda base o esperada (Código DB), dos corresponden a escenarios pesimistas (Códigos DP1 y DP2) y los finales a escenarios optimistas (Códigos DO1 y DO2), como puede verse en la Tabla 4-3.

Tabla 4-3 Tasas de Crecimiento de Demanda

Escenario	DB	DP1	DP2	DO1	DO2
	Base	Pesimista 1	Pesimista 2	Optimista 1	Optimista 2
Año	Crecimiento	Crecimiento	Crecimiento	Crecimiento	Crecimiento
	%	%	%	%	%
2019	4.4%	3.9%	3.4%	4.9%	5.4%
2020	4.9%	4.4%	3.9%	5.4%	5.9%
2021	4.9%	4.4%	3.9%	5.4%	5.9%
2022	4.9%	4.4%	3.9%	5.4%	5.9%
2023	4.9%	4.4%	3.9%	5.4%	5.9%
2024	4.8%	4.3%	3.8%	5.3%	5.8%
2025	4.7%	4.2%	3.7%	5.2%	5.7%
2026	4.6%	4.1%	3.6%	5.1%	5.6%
2027	4.5%	4.0%	3.5%	5.0%	5.5%
2028	4.5%	4.0%	3.5%	5.0%	5.5%
2029	4.5%	4.0%	3.5%	5.0%	5.5%
2030	4.5%	4.0%	3.5%	5.0%	5.5%

Fuente. BCR, COES, Osinergmin, Elaboración Propia (para los últimos años)  
Elaboración. Propia

Es preciso mencionar que las tasas de crecimiento (Tabla 4-3), corresponden a un valor promedio obtenido de diversas fuentes, como el BCR, el Plan de Transmisión del COES y de la fijación de la Tarifa en Barra que conduce el Osinergmin.

En base al crecimiento de la Tabla 4-3, se proyecta la demanda de Energía, como se muestra en la Tabla 4-4.

Tabla 4-4 Crecimiento de Demanda en GWh

Escenario	DB	DP1	DP2	DO1	DO2
	Base	Pesimista 1	Pesimista 2	Optimista 1	Optimista 2
Año	Energía	Energía	Energía	Energía	Energía
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2019	53110	52856	52602	53365	53619
2020	55713	55182	54653	56246	56782
2021	58443	57610	56785	59284	60133
2022	61306	60145	58999	62485	63680
2023	64310	62791	61300	65859	67437
2024	67397	65491	63630	69350	71349
2025	70565	68241	65984	72956	75416
2026	73811	71039	68359	76677	79639

2027	77132	73881	70752	80510	84019
2028	80603	76836	73228	84536	88640
2029	84230	79910	75791	88763	93515
2030	88021	83106	78444	93201	98659

Fuente. BCR, COES, Osinergmin  
Elaboración. Propia (proyección)

### 4.2.3. Precios

#### i. Precios de Suministro de gas

En base a la información histórica y la proyección de los índices descritos en la fórmula de actualización descrita en el contrato del Productor de GN o precio en boca de pozo, se proyectó los precios de Suministro de GN para el año 2019 al año 2030, como se aprecia en la Tabla 4-5.

Tabla 4-5 Precios de Suministro de GN (en US\$/MMBTU)

Año	Ventanilla	Santa Rosa	Chilca	Kallpa	Las Flores	Pisco	Independencia	Olleros	Fénix
2019	1.500	1.579	1.579	1.579	1.579	1.596	1.732	1.646	1.612
2020	1.750	1.750	1.596	1.596	1.596	1.750	1.750	1.663	1.630
2021	1.766	1.766	1.611	1.611	1.611	1.766	1.766	1.679	1.645
2022	1.784	1.784	1.784	1.627	1.627	1.784	1.784	1.695	1.661
2023	1.809	1.809	1.809	1.809	1.809	1.809	1.809	1.719	1.809
2024	1.836	1.836	1.836	1.836	1.836	1.836	1.836	1.745	1.836
2025	1.865	1.865	1.865	1.865	1.865	1.865	1.865	1.773	1.865
2026	1.895	1.895	1.895	1.895	1.895	1.895	1.895	1.801	1.895
2027	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.830	1.926
2028	1.957	1.957	1.957	1.957	1.957	1.957	1.957	1.860	1.957
2029	1.989	1.989	1.989	1.989	1.989	1.989	1.989	1.890	1.989
2030	2.021	2.021	2.021	2.021	2.021	2.021	2.021	1.921	2.021

Fuente. Contratos de Suministro de GN  
Elaboración. Propia (proyección)

#### ii. Precios de Transporte de gas

En base a la información histórica y la fórmula de actualización descrita en el contrato del Transporte de GN, se proyectó los precios de Transporte de GN para el año 2019 al año 2030, como se aprecia en la Tabla 4-6.

Tabla 4-6 Precios de Transporte de GN (en US\$/MMBTU)

<b>Año</b>	<b>Transporte (US\$/MMBTU)</b>
2019	1.102
2020	1.124
2021	1.147
2022	1.170
2023	1.193
2024	1.217
2025	1.241
2026	1.266
2027	1.291
2028	1.317
2029	1.343
2030	1.370

Fuente. Contratos de Transporte de GN  
Elaboración. Propia (proyección)

En precio indicar que el precio de Transporte, indicado en la Tabla 4-6, es utilizado para todas unidades de Generación que usan el GN.

### iii. Precios de Distribución de GN

En base a la información histórica y la fórmula de actualización descrita en el contrato de Distribución de GN, se proyectó los precios de Distribución de GN para el año 2019 al año 2030, como se aprecia en la Tabla 4-7.

Tabla 4-7 Precios de Distribución de GN (en US\$/MMBTU)

<b>Año</b>	<b>Distribución (US\$/MMBTU)</b>
2019	0.442
2020	0.451
2021	0.460
2022	0.469
2023	0.478
2024	0.488
2025	0.498
2026	0.507
2027	0.518
2028	0.528

2029	0.539
2030	0.549

Fuente. Contratos de Transporte de GN  
Elaboración. Propia (proyección)

En precio indicar que el precio de Transporte, indicado en la Tabla 4-7, es utilizado para todas unidades de Generación que usan el GN.

#### 4.2.4. Simulación

##### **Modelamiento de nodo único del sistema:**

Como se menciona en el literal ii del numeral 1.4, referido a las limitaciones de la tesis, se encuentra el uso de un modelo uninodal (o modelo de nodo único), es decir, un modelamiento del sistema eléctrico sin red de Transmisión.

El modelamiento uninodal al ser un modelo simplificado del sistema (sin representación de la red transmisión), permite la reducción significativa del tiempo de ejecución del software computacional (en este caso, el del programa SDDP), pues se reducen las operaciones matemáticas relacionadas con la determinación de los flujos de Potencia en los enlaces de Transmisión. Asimismo, la rigurosidad de la optimización a mínimo costo de la operación permanece, dado que las demás restricciones continúan.

No obstante, el modelamiento uninodal, presenta las siguientes desventajas respecto al modelamiento multinodal (el cual si incorpora el sistema de transmisión eléctrico), pues el modelamiento de nodo único no permite la representación o aparición de:

- Los Costos Marginales por nodo o barra (US\$/MWh)
- Las magnitudes de los flujos de Potencia en los enlaces de Transmisión y como consecuencia la verificación de la presencia de problemas de Capacidad o congestiones de Transmisión.
- Las pérdidas de energía en los enlaces de transmisión.

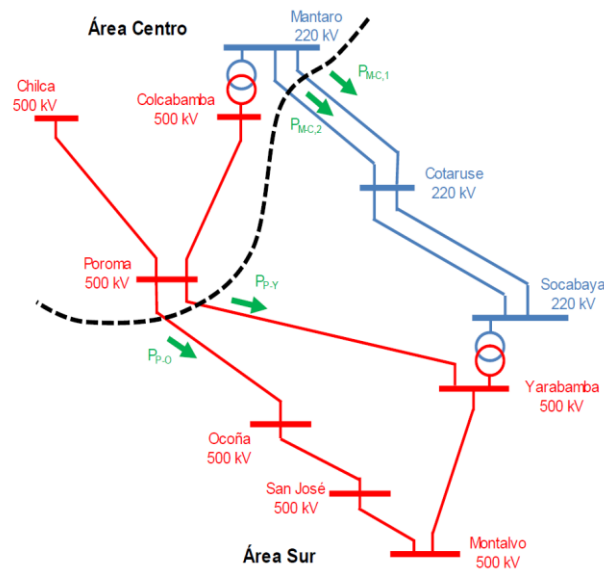
Por otro lado, para el caso peruano, es preciso reconocer que la infraestructura de la transmisión eléctrica, a través de la planificación de la transmisión, a cargo del COES, ha permitido la mejora de la capacidad (mediante el ingreso de nuevos enlaces y repotenciación



de enlaces existentes) en las redes troncales en 500 y 220 kV, sin embargo, aún se presentan temas en agenda por resolver, entre los principales se indica:

- Limitación técnica para evacuar la generación del área centro al área sur, por ejemplo, la capacidad nominal que se dispone de los enlaces existentes entre área centro al área sur suma 2605 MVA (ver el Gráfico 4-2), sin embargo, en el COES, considera como límite de transmisión 1500 MW.

Gráfico 4-2 Enlaces de transmisión entre el área centro y área sur



Fuente. COES

- Problemas de congestión en la subtransmisión (líneas de transmisión y transformadores de potencia) en diversas áreas del SEIN.

En ese sentido, dada las limitaciones del modelo uninodal, en la representación del sistema y los resultados en cada nodo, así como, la incorporación (en el modelamiento) de las características propias del sistema peruano (baja capacidad de la transmisión troncal entre áreas, congestión en la subtransmisión del SEIN, entre otros), se concluye que el uso de un modelo uninodal en el presente trabajo, permite una primera aproximación en la evaluación de las Opciones Regulatorias planteadas en el presente trabajo.

### 4.3. Determinación de Variables de Decisión

En la Tabla 4-8 Se muestran las variables de salida, denominadas Variables de Decisión, pues no servirán para comparar las Opciones Regulatorias descritas más adelante.

Tabla 4-8. Variables de Salida (Variables de decisión)

Ítem	Variables de Salida (Variables de decisión)
1	Costo Marginal (en barra Santa Rosa 220 kV) - Futuro
2	Gas Consumido por Generador - Futuro
3	Costo total de operación del sistema

Fuente y elaboración. Propia

### 4.4. Descripción de Opciones Regulatorias:

A continuación, mediante la Tabla 4-9, se muestran las Opciones Regulatorias que serán analizadas y comparadas, a fin de obtener aquella que mejor se alinee a los objetivos buscados en la presente tesis.

Tabla 4-9 Opciones Regulatorias

Opción Regulatoria	Descripción
Opción Regulatoria 1 (Código: OR1)	No realizar modificaciones al MDP (considera un precio mínimo variable no sujeto al <i>Take or Pay</i> ).
Opción Regulatoria 2 (Código: OR2)	Utilización del costo de Suministro a partir de junio del año 2021 de las centrales de GN para los intercambios en el mercado <i>spot</i> .
Opción Regulatoria 3 (Código: OR3)	Utilización del costo total de las centrales de GN para los intercambios en el mercado <i>spot</i> .
Opción Regulatoria 4 (Código: OR4)	La opción vigente hasta diciembre de 2017, consistente en el MDP sin precio mínimo.
Opción Regulatoria 5 (Código: OR5)	Eliminar el MDP, estableciendo una coordinación obligatoria de las cantidades de GN contratadas a <i>Take or Pay</i> . La coordinación obligatoria (a cargo del COES) permite optimizar el uso de las cláusulas <i>Make Up</i> o <i>Curry Forward</i> . Las cantidades contratadas (según el programa de contratación obligatoria) son pagadas por el Sistema mediante un cargo. Se incluye el Transporte y la Distribución. Es preciso indicar que la presente opción va más allá de la Opción Regulatoria 3.

Fuente. MEM

Elaboración. Propia

## 4.5. Escenarios asociados para cada Opción Regulatoria:

### 4.5.1. Escenarios Base:

Antes de iniciar a describir las simulaciones para cada Opción Regulatoria, que aparecen en los siguientes numerales se simulan dos (2) escenarios base que tienen relación con la coyuntura y expectativa actual. A su vez nos servirán de referencia para los análisis posteriores.

Es preciso señalar que el periodo de evaluación corresponde desde enero 2019 a enero 2030.

A continuación, mediante al Tabla 4-10, se muestra los supuestos principales para cada escenario base:

Tabla 4-10 Descripción de Escenarios base

Escenario	Descripción
Código: CG	<ul style="list-style-type: none"><li>● Crecimiento promedio de la demanda de Energía en 4.6%</li><li>● Porcentaje de Instalación RER al 15% de la Capacidad instalada del SEIN para el año 2030.</li><li>● Con Gasoducto al Sur en el 2023.</li></ul>
Código: SG	<ul style="list-style-type: none"><li>● Crecimiento promedio de la demanda de Energía en 4.6%</li><li>● Porcentaje de Instalación RER al 15% de la Capacidad instalada del SEIN para el año 2030.</li><li>● Sin Gasoducto al Sur.</li></ul>

Nota.- Al respecto se podría indicar que, si bien los criterios no son estocásticos, la simulación que realiza el programa SDDP sobre las series hidrológicas, considera un modelado estocástico.

Fuente. MEM y Elaboración Propia

### 4.5.2. Codificación de Escenarios

Con la finalidad de evaluar el impacto de las principales variables de entrada, como la Demanda de Energía y el Precio Internacional del Petróleo (asociado a la fórmula de indexación del Precio de Suministro de Gas), descritos en el literal i del numeral 4.2.1 y el numeral 4.2.2. Y sus códigos asociados, se procedió a simular en total 120 escenarios, 30 para las Opción Regulatoria 1 a 4. Es preciso indicar que, en la Opción Regulatoria 5, el resultado de la simulación, referido a las variables de decisión (descritos en el numeral 4.3.) es igual a la Opción Regulatoria 3. No obstante, como se menciona en el numeral 4.4., la Opción Regulatoria 5 va más allá, pues propone, en base a las variables de decisión obtenidas, una optimización de los contratos de GN por un solo comprador, quien establecería los volúmenes de *Take or Pay* y CRD a contratar.

En ese sentido, para dar un mayor entendimiento de los escenarios simulados y su codificación se muestran ejemplos en la Tabla 4-11, para comprender cada escenario simulado.

Tabla 4-11 Ejemplos de codificación de Escenarios

<b>Codificación de Escenario (Ejemplos)</b>	<b>Descripción</b>
OR1_DB_WB_CG	Escenario de Opción Regulatoria 1, con demanda base, WTI Base, y con Gasoducto en Enero del 2023
OR2_DP1_WP_CG	Escenario de Opción Regulatoria 2, con demanda pesimista 1, WTI Pesimista, y con Gasoducto en Enero del 2023
OR3_DP2_WO_SG	Escenario de Opción Regulatoria 3, con demanda pesimista 2, WTI Optimista, y sin Gasoducto
OR4_DO1_WB_SG	Escenario de Opción Regulatoria 4, con demanda optimista 1, WTI Base, y sin Gasoducto

Fuente y elaboración. Propia

#### 4.6. Resultados:

##### 4.6.1. Opción Regulatoria 1 (OR1)

La Opción Regulatoria 1, considera la extensión de la aplicación de un precio mínimo de declaración, dispuesto por el Ministerio de Energía y Minas mediante DS N° 043-2017-EM (MEM, 2017), para todo el horizonte de evaluación, es decir, desde el 2019 al 2030.

##### i) Costos Marginales (OR1)

A continuación, Tabla 4-12, se muestran los resultados de los Costos Marginales (promedio anual), en unidades de US\$/MWh, considerando que el gasoducto ingresa en el año 2023 (escenario CG).

Tabla 4-12 Costos Marginales (en US\$/MWh), escenarios de OR1, con Gasoducto

<b>Escenario</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
OR1_DB_WB_CG	9	10	12	17	11	13	17	21	22	18	17	17
OR1_DP1_WB_CG	9	9	10	14	9	11	14	17	16	14	15	15
OR1_DP2_WB_CG	9	9	10	12	9	9	12	14	12	13	14	15
OR1_DO1_WB_CG	9	10	13	22	13	15	20	28	31	29	27	27
OR1_DO2_WB_CG	9	10	14	32	14	16	25	48	77	75	84	100
OR1_DB_WP_CG	9	10	11	16	10	13	16	20	21	17	17	17
OR1_DP1_WP_CG	9	9	10	13	9	10	14	17	15	14	14	15

OR1_DP2_WP_CG	9	9	10	11	8	9	11	13	12	12	13	14
OR1_DO1_WP_CG	9	10	13	21	12	14	19	26	29	29	25	26
OR1_DO2_WP_CG	9	10	14	29	14	16	24	44	68	66	73	87
OR1_DB_WO_CG	9	10	12	18	11	14	18	21	23	19	18	18
OR1_DP1_WO_CG	9	10	11	15	10	11	15	18	16	15	15	16
OR1_DP2_WO_CG	9	9	10	12	9	9	12	14	13	13	14	15
OR1_DO1_WO_CG	9	10	13	24	13	15	21	30	35	31	29	30
OR1_DO2_WO_CG	9	11	15	34	15	17	27	54	87	84	93	112
CMg Esperado	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>17</b>	<b>11</b>	<b>13</b>	<b>17</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>18</b>	<b>17</b>	<b>17</b>
CMg Mínimo	9	9	10	11	8	9	11	13	12	12	13	14
CMg Máximo	9	11	15	34	15	17	27	54	87	84	93	112

Fuente. COES, MEM, Osinergmin  
Elaboración. Propia

En base a los resultados de la Tabla 4-12, se muestra que el Costo Marginal Esperado (Escenario OR1\_DB\_WB\_CG) tiene un máximo de 22 USD/MWh en el año 2027.

Asimismo, los Costos Marginales mínimos, producto de una menor demanda, en la mayoría de los años del periodo de evaluación están próximos al CMg Esperado. Adicionalmente, el CMg Máximo, producto de una mayor demanda, supera de manera diferenciada al CMg esperado durante los años 2022 (un año antes de la entrada del gasoducto), y en el 2026 al 2030, esto último producto de un mayor crecimiento de la demanda respecto al crecimiento de la Capacidad instalada.

Por otro lado, el impacto de la variación del Precio Internacional del Petróleo (parámetro WTI), en el caso del WTI pesimista (WP), desplaza los precios de los Costos Marginales en un 3.8% menos respecto al WTI base (WB), por otro lado, en el caso del WTI optimista (WO) incrementa los Costos Marginales en un 4.35% en promedio respecto al WTI base (WB). Asimismo, en la Tabla 4-13 se muestran los resultados de los Costos Marginales (promedio anual), considerando que no ingresa el gasoducto al sur (escenario SG).

Tabla 4-13 Costos Marginales (en US\$/MWh), escenarios de OR1, sin Gasoducto.

Escenario	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
OR1_DB_WB_SG	9	10	11	17	18	28	42	55	57	91	124	148
OR1_DP1_WB_SG	9	9	10	14	13	17	22	25	24	35	43	57

OR1_DP2_WB_SG	9	9	10	12	11	13	15	15	16	18	19	20
OR1_DO1_WB_SG	9	10	13	22	26	52	89	113	137	167	216	309
OR1_DO2_WB_SG	9	10	14	32	46	98	156	188	236	379	535	670
OR1_DB_WP_SG	9	10	11	16	16	25	38	48	50	79	106	124
OR1_DP1_WP_SG	9	9	10	13	12	16	20	22	22	32	38	50
OR1_DP2_WP_SG	9	9	10	11	10	12	13	14	14	18	18	18
OR1_DO1_WP_SG	9	10	13	21	24	46	78	96	116	142	183	275
OR1_DO2_WP_SG	9	10	14	29	41	87	135	166	205	339	517	659
OR1_DB_WO_SG	9	10	12	18	19	31	46	62	66	100	138	170
OR1_DP1_WO_SG	9	10	11	15	14	18	24	27	26	37	47	62
OR1_DP2_WO_SG	9	9	10	13	11	14	15	16	16	20	20	20
OR1_DO1_WO_SG	9	10	13	24	30	59	104	131	156	194	249	345
OR1_DO2_WO_SG	9	11	15	34	53	114	176	218	271	417	561	683
CMg Esperado	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>28</b>	<b>42</b>	<b>55</b>	<b>57</b>	<b>91</b>	<b>124</b>	<b>148</b>
CMg Mínimo	9	9	10	11	10	12	13	14	14	18	18	18
CMg Máximo	9	11	15	34	53	114	176	218	271	417	561	683

Fuente. COES, MEM, Osinergmin  
Elaboración. Propia

En base a los resultados de la Tabla 4-13, se muestra que el Costo Marginal Esperado (Escenario OR1\_DB\_WB\_SG) tiene un máximo de 148 USD/MWh en el año 2030. Cabe precisar que el Costo Marginal comienza a incrementarse de manera más rápida a partir del año 2024.

Asimismo, los Costos Marginales mínimos, producto de una menor demanda, a partir del año 2024 se alejan del Costo Marginal Esperado, producto del no ingreso del gasoducto y por ende de la conversión de la fuente diésel a GN de las unidades del Nodo Energético del Sur. Adicionalmente, el Costo Marginal Máximo, producto de una mayor demanda (escenarios optimistas), supera de manera relevante al Costo Marginal Esperado a partir de los años 2023 y 2024 en adelante. Por otro lado, el impacto de la variación del Precio Internacional del Petróleo (parámetro WTI), en el caso del WTI pesimista (WP), desplaza los precios de los Costos Marginales en un 6.84% menos respecto al WTI base (WB), por otro lado, en el caso del WTI optimista (WO) incrementa los Costos Marginales en un 7.68% en promedio respecto al WTI base (WB).

## ii) Consumo de combustible (OR1)

A continuación, mediante la Tabla 4-14, se muestran los resultados del Consumo de combustible (medidos en Miles KPC), para el periodo de 2019 al 2030, considerando que el gasoducto ingresa en el año 2023 (escenario CG).

Tabla 4-14 Consumo de Combustible (en Miles KPC), escenarios de OR1, con Gasoducto

Escenario	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
OR1_DB_WB_CG	114,473	132,178	152,784	165,265	174,591	182,392	203,696	229,317	234,815	253,941	271,560	289,757
OR1_DP1_WB_CG	112,973	129,079	148,103	159,545	165,053	170,186	185,887	206,778	213,816	229,747	245,068	259,315
OR1_DP2_WB_CG	111,365	125,715	143,363	153,365	155,745	159,310	170,684	186,275	195,080	208,427	221,022	231,943
OR1_DO1_WB_CG	116,052	135,119	157,535	170,369	184,612	196,409	222,879	252,577	259,652	281,845	304,191	326,492
OR1_DO2_WB_CG	117,695	138,241	161,873	174,685	195,775	212,103	242,709	273,492	278,669	303,918	330,830	356,125
OR1_DB_WP_CG	111,165	126,348	145,729	161,230	172,849	181,792	203,290	229,017	234,516	253,911	271,489	289,676
OR1_DP1_WP_CG	109,580	123,341	140,783	155,043	163,357	169,272	185,304	206,302	213,200	229,490	244,888	259,306
OR1_DP2_WP_CG	108,006	120,182	135,735	148,650	154,170	158,398	169,801	185,751	194,369	207,697	220,585	231,734
OR1_DO1_WP_CG	112,905	129,570	150,875	166,824	183,245	196,276	222,532	252,305	259,378	281,833	304,098	326,405
OR1_DO2_WP_CG	114,595	132,734	155,925	171,364	194,938	211,921	242,340	273,164	278,597	303,881	331,102	356,475
OR1_DB_WO_CG	115,381	132,650	153,199	166,211	175,933	183,528	204,672	229,977	235,212	254,191	271,562	289,365
OR1_DP1_WO_CG	113,627	129,440	148,180	160,682	166,657	172,122	187,078	207,798	214,392	230,195	245,193	259,362
OR1_DP2_WO_CG	112,026	126,238	143,475	154,571	157,479	161,761	172,529	188,043	196,241	209,175	221,610	232,303
OR1_DO1_WO_CG	117,094	135,777	157,806	170,973	185,132	197,286	223,734	252,937	259,771	282,014	303,860	325,913
OR1_DO2_WO_CG	118,719	138,796	162,197	174,994	196,197	212,862	243,103	273,845	278,669	303,990	330,802	356,291
<b>C.Gas Esperado</b>	<b>114,473</b>	<b>132,178</b>	<b>152,784</b>	<b>165,265</b>	<b>174,591</b>	<b>182,392</b>	<b>203,696</b>	<b>229,317</b>	<b>234,815</b>	<b>253,941</b>	<b>271,560</b>	<b>289,757</b>
<b>C.Gas Mínimo</b>	108,006	120,182	135,735	148,650	154,170	158,398	169,801	185,751	194,369	207,697	220,585	231,734
<b>C.Gas Máximo</b>	118,719	138,796	162,197	174,994	196,197	212,862	243,103	273,845	278,669	303,990	331,102	356,475

Fuente. COES, Osinergmin  
Elaboración. Propia

De la Tabla 4-14, el Consumo de GN esperado hasta el año 2022, presenta desviaciones del +/- 10% respecto al Consumo de GN Mínimo y Máximo, a partir del año 2023 en adelante la desviación comienza a incrementarse sin llegar a superar el +/- 23%, motivado principalmente por las demandas pesimistas y optimistas.

## iii) Costo Operativo (OR1)

A continuación, se analizará el Costo Operativo Promedio Total de cada escenario (en adelante CO), para el periodo de evaluación (2019 al 2030), los cuales se encuentran en unidades de millones de dólares americanos (MM USD).

Es preciso indicar, en un escenario Sin Gasoducto (Código SG) el Costo Operativo deberá ser mayor a partir del año 2023 o 2024, producto de la utilización de diésel por parte de las centrales de nodo energético del sur y unidades de reserva fría, sólo se analizará el Costo

Operativo para los escenarios Con Gasoducto (Código CG), como se muestra en la Tabla 4-15.

Tabla 4-15 Costo Operativo Promedio en Millones de USD (2019-2030)

<b>Escenario</b>	<b>MM USD</b>
OR1_DB_WB_CG	77,783
OR1_DP1_WB_CG	77,682
OR1_DP2_WB_CG	77,626
OR1_DO1_WB_CG	77,875
OR1_DO2_WB_CG	78,084
OR1_DB_WP_CG	77,718
OR1_DP1_WP_CG	77,657
OR1_DP2_WP_CG	77,592
OR1_DO1_WP_CG	77,854
OR1_DO2_WP_CG	78,055
OR1_DB_WO_CG	77,779
OR1_DP1_WO_CG	77,670
OR1_DP2_WO_CG	77,624
OR1_DO1_WO_CG	77,893
OR1_DO2_WO_CG	78,124
CO Esperado	<b>77,783</b>
CO Mínimo	77,592
CO Máximo	78,124

Fuente. COES, MEM, Osinergmin  
Elaboración. Propia

De la Tabla 4-15, si bien los Costos Operativos Promedio, que incluyen una penalidad por vertimiento, se encuentran en la magnitud de miles de millones de dólares, realizando la comparación entre el CO Esperado y los correspondiente CO Mínimo y CO Máximo, se obtiene una variación de 0.24% y 0.44% respectivamente. Ello evidencia que a la demanda optimista presenta un mayor costo operativos totales respecto al ahorro en el costo operativo de la demanda pesimista.

Por otro lado, el impacto de la variación del Precio Internacional del Petróleo (parámetro WTI), en el caso del WTI pesimista (WP), desplaza el costo operativo en un 0.04% menos respecto al WTI base (WB), por otro lado, en el caso del WTI optimista (WO) incrementa el costo operativo en un 0.01% en promedio respecto al WTI base (WB). Ello se debe a que el costo operativo, no solo representa el costo del combustible de las unidades del SEIN (térmicas, hidráulicas, entre otras.), sino también el costo o valor agua.

**(iv) GN pagado no consumido, valorización y efecto en el Cargo Prima RER (OR1)**



Tomando en consideración los literales i, ii y iii anteriores, se establece el cálculo del GN pagado no consumido, su valorización y su efecto en el Cargo Prima RER, para ello sólo se toma como base el escenario esperado o promedio de la Opción Regulatoria 1 (escenario OR1\_DB\_WB\_CG), dado que es el escenario más representativo de tal opción.

Es preciso indicar que, los resultados siguientes se consideran hasta el año 2022, dado que en el año 2023 ingresaría el gasoducto en el sur y en dicho año entrarían en vigencia los nuevos contratos para el Suministro de GN por parte de las Generadoras.

En ese sentido, en la Tabla 4-16, se presenta el GN pagado no consumido, su valorización y cuanto representa respecto a los ingresos de las empresas de Suministro, Transporte y Distribución de GN por las ventas al sector de Generación.

Tabla 4-16 Gas pagado no consumido, valorización y porcentaje respecto a las ventas de GN al sector Generación, Opción OR1

<b>Conceptos</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
Consumo de Gas (Millones PC)	114,472,794	132,178,040	152,783,946	165,263,141
Gas pagado y no consumido (Millones PC)	24,353,849	18,303,195	9,571,561	5,489,054
Gas Pagado y no consumido (Millones U\$\$)	89.8	69.7	36.7	21.3
Ingresos del Sx, Tx y Dx (Millones U\$\$)	520	583	638	680
Gas pagado y no consumido respecto a los ingresos	17%	12%	6%	3%

Fuente. COES, Osinergmin  
Elaboración. Propia

De la Tabla 4-16, se puede apreciar que el monto de GN pagado consumido supera el 10% de las ventas de GN al sector Generación para los años 2019 y 2020. Sin embargo, tiene un descenso en el tiempo, debido a un mayor despacho de las unidades de GN, producto de un aumento de la demanda en los próximos años.

Asimismo, en la Tabla 4-17, se determina el efecto en el Cargo Prima RER, como resultado de los Costos Marginales (US\$/MWh) del caso esperado o promedio de la Opción Regulatoria 1 (Escenario OR1\_DB\_WB\_CG).

Tabla 4-17 Recaudación RER en Millones de US\$, Opción OR1

<b>Año</b>	<b>Opción Regulatoria 1</b>
	<b>Cargo Prima RER</b>
	Millones US\$
2019	269.47
2020	270.48
2021	282.28
2022	263.17
<b>Total</b>	<b>1085.40</b>

Fuente. Osinergmin, COES

Elaboración. Propia

Dado los Costos Marginales asociados a la OR1, se observa que no hay una reducción significativa del Cargo Prima RER en el periodo evaluado.

#### 4.6.2. Opción Regulatoria 2 (OR2)

La Opción Regulatoria 2, considera la extensión de la aplicación de un precio mínimo de declaración, dispuesto por el Ministerio de Energía y Minas mediante DS N° 043-2017-EM (MEM, 2017), hasta mayo del 2021, luego a partir de junio del 2021 en adelante, las Generadoras térmicos procederán a declarar el precio de Suministro de GN, de acuerdo a la presentación realizada por el MEM a la Comisión de Energía y Minas del Congreso de la República en setiembre del 2018.

##### i) Costos Marginales (OR2)

A continuación, Tabla 4-18, se muestran los resultados de los Costos Marginales (promedio anual), en unidades de US\$/MWh, considerando que el gasoducto ingresa en el año 2023 (escenario CG).

Tabla 4-18 Costos Marginales (en US\$/MWh), escenarios de OR2, con Gasoducto

<b>Escenario</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
OR2_DB_WB_CG	12	16	18	25	18	19	21	23	24	21	20	20
OR2_DP1_WB_CG	12	16	17	22	17	18	20	21	20	18	17	17
OR2_DP2_WB_CG	11	15	16	20	16	17	18	20	17	16	16	16
OR2_DO1_WB_CG	12	17	20	29	19	19	23	30	34	31	29	30
OR2_DO2_WB_CG	12	18	22	38	19	20	28	51	78	76	84	101

OR2_DB_WP_CG	12	16	18	23	17	18	20	22	23	20	19	19
OR2_DP1_WP_CG	12	15	16	20	16	17	19	20	19	17	16	16
OR2_DP2_WP_CG	11	15	15	18	15	16	18	19	16	16	15	16
OR2_DO1_WP_CG	12	16	19	27	18	19	22	28	31	30	26	28
OR2_DO2_WP_CG	12	17	20	34	19	19	26	46	68	67	75	87
OR2_DB_WO_CG	12	16	20	27	18	19	21	25	25	22	21	21
OR2_DP1_WO_CG	12	16	18	24	17	18	20	22	20	18	17	17
OR2_DP2_WO_CG	12	15	16	21	16	17	19	20	17	17	16	17
OR2_DO1_WO_CG	12	17	22	32	19	20	24	32	37	34	31	31
OR2_DO2_WO_CG	12	18	24	42	20	21	30	57	88	85	94	113
CMg Esperado	<b>12</b>	<b>16</b>	<b>18</b>	<b>25</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>21</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>21</b>	<b>20</b>	<b>20</b>
CMg Mínimo	11	15	15	18	15	16	18	19	16	16	15	16
CMg Máximo	12	18	24	42	20	21	30	57	88	85	94	113

Fuente. COES, MEM, Osinergmin  
Elaboración. Propia

En base a los resultados de la Tabla 4-18, se muestra que el Costo Marginal Esperado (Escenario OR2\_DB\_WB\_CG) tiene un máximo de 25 USD/MWh en el año 2022 (un año antes de la entrada del Gasoducto en el 2023).

Asimismo, los Costos Marginales mínimos, producto de una menor demanda, en la mayoría de los años del periodo de evaluación están próximos al Costo Marginal Esperado. Adicionalmente, el Costo Marginal Máximo, producto de una mayor demanda, supera de manera diferenciada al Costo Marginal Esperado durante los años 2022 (un año antes de la entrada del gasoducto), y del 2026 al 2030, esto último producto de un mayor crecimiento de la demanda respecto al crecimiento de la Capacidad instalada.

Por otro lado, el impacto de la variación del Precio Internacional del Petróleo (parámetro WTI), en el caso del WTI pesimista (WP), desplaza los precios de los Costos Marginales en un 4.34% menos respecto al WTI base (WB), por otro lado, en el caso del WTI optimista (WO) incrementa los Costos Marginales en un 4.66% en promedio respecto al WTI base (WB). Asimismo, se observa que tales variaciones porcentuales son mayores a las registradas en la Opción Regulatoria 1.

Asimismo, en la Tabla 4-19, se muestran los resultados de los Costos Marginales (promedio anual), considerando que no ingresa el gasoducto al sur (escenario SG).

Tabla 4-19 Costos Marginales (en US\$/MWh), Escenarios de OR2, sin Gasoducto.

Escenario	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
OR2_DB_WB_SG	12	16	18	25	26	36	50	62	61	91	122	150
OR2_DP1_WB_SG	12	16	17	22	22	26	30	31	29	37	45	57
OR2_DP2_WB_SG	12	15	16	20	18	21	22	21	20	21	21	23
OR2_DO1_WB_SG	12	17	20	29	34	61	98	116	141	169	215	311
OR2_DO2_WB_SG	12	18	22	38	53	107	160	196	239	379	538	669
OR2_DB_WP_SG	12	16	17	23	24	32	44	53	53	80	106	126
OR2_DP1_WP_SG	12	15	16	20	20	23	27	29	26	34	40	51
OR2_DP2_WP_SG	11	15	15	19	17	20	20	19	19	20	20	21
OR2_DO1_WP_SG	12	17	19	27	30	53	83	98	118	143	181	275
OR2_DO2_WP_SG	12	17	20	34	47	92	140	167	203	336	518	659
OR2_DB_WO_SG	12	16	20	27	28	41	57	70	71	104	139	172
OR2_DP1_WO_SG	12	16	18	24	23	29	33	35	32	40	49	63
OR2_DP2_WO_SG	12	15	16	21	19	22	23	23	21	22	22	24
OR2_DO1_WO_SG	12	17	22	33	38	71	114	136	158	193	247	344
OR2_DO2_WO_SG	12	18	24	42	59	122	181	222	270	416	568	684
<b>CMg Esperado</b>	<b>12</b>	<b>16</b>	<b>18</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>36</b>	<b>50</b>	<b>62</b>	<b>61</b>	<b>91</b>	<b>122</b>	<b>150</b>
<b>CMg Mínimo</b>	<b>11</b>	<b>15</b>	<b>15</b>	<b>19</b>	<b>17</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>19</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>21</b>
<b>CMg Máximo</b>	<b>12</b>	<b>18</b>	<b>24</b>	<b>42</b>	<b>59</b>	<b>122</b>	<b>181</b>	<b>222</b>	<b>270</b>	<b>416</b>	<b>568</b>	<b>684</b>

Fuente. COES, MEM, Osinergmin  
Elaboración. Propia

En base a los resultados de la Tabla 4-19, se muestra que el Costo Marginal Esperado (Escenario OR2\_DB\_WB\_SG) tiene un máximo de 150 USD/MWh en el año 2030. Cabe precisar que el Costo Marginal comienza a incrementarse de manera más rápida a partir del año 2024.

Asimismo, los Costos Marginales mínimos, producto de una menor demanda, a partir del año 2024 se alejan del Costo Marginal Esperado, producto del no ingreso del gasoducto y por ende de la conversión de la fuente diésel a GN de las unidades del Nodo Energético del Sur. Adicionalmente, el Costo Marginal Máximo, producto de una mayor demanda (escenarios

optimistas), supera de manera relevante al Costo Marginal Esperado a partir de los años 2022 y 2023 en adelante.

Por otro lado, el impacto de la variación del Precio Internacional del Petróleo (parámetro WTI), en el caso del WTI pesimista (WP), desplaza los precios de los Costos Marginales en un 7.83% menos respecto al WTI base (WB), por otro lado, en el caso del WTI optimista (WO) incrementa los Costos Marginales en un 7.96% en promedio respecto al WTI base (WB). Asimismo, se observa que tales variaciones porcentuales son mayores a las registradas en la Opción Regulatoria 1.

## (ii) Consumo de combustible (OR2)

A continuación, mediante la Tabla 4-20, se muestran los resultados del Consumo de combustible (medidos en Miles KPC), para el periodo de 2019 al 2030, considerando que el gasoducto ingresa en el año 2023 (escenario CG).

Tabla 4-20 Consumo de Combustible (en Miles KPC), escenarios de OR2, con Gasoducto.

Escenario	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ORI_DB_WB_CG	114,729	127,051	142,570	159,307	174,676	185,233	210,754	238,162	240,744	258,580	275,262	292,812
ORI_DP1_WB_CG	112,950	123,546	137,303	152,544	163,087	169,921	191,176	214,056	215,100	229,514	243,817	257,749
ORI_DP2_WB_CG	111,312	120,031	132,051	145,303	152,697	156,582	172,183	190,996	192,972	204,695	217,067	228,265
ORI_DO1_WB_CG	116,444	130,782	148,213	165,344	186,963	201,543	231,218	261,388	265,661	287,653	310,931	333,207
ORI_DO2_WB_CG	118,027	134,381	153,860	170,456	200,329	218,479	251,378	278,788	282,245	306,796	333,771	358,803
ORI_DB_WP_CG	114,615	127,030	142,701	158,588	171,262	179,549	202,397	227,960	233,897	252,885	272,576	290,794
ORI_DP1_WP_CG	112,946	123,547	137,424	151,917	161,186	166,595	184,108	205,332	211,907	228,230	243,360	257,562
ORI_DP2_WP_CG	111,207	119,995	132,125	145,057	151,457	155,199	167,544	184,327	192,294	204,368	216,947	228,269
ORI_DO1_WP_CG	116,416	130,735	148,012	164,603	181,403	194,246	221,842	251,529	258,821	281,312	305,822	329,420
ORI_DO2_WP_CG	118,055	134,309	153,424	169,655	193,104	210,556	241,636	272,590	277,983	303,297	331,093	357,382
ORI_DB_WO_CG	114,697	127,052	142,520	159,608	174,341	184,943	210,805	238,146	240,917	258,575	275,226	292,807
ORI_DP1_WO_CG	113,006	123,489	136,973	152,881	162,934	169,649	190,989	213,920	215,098	229,465	243,834	257,786
ORI_DP2_WO_CG	111,254	120,000	131,819	145,338	152,528	156,269	172,163	190,785	192,866	204,662	217,073	228,344
ORI_DO1_WO_CG	116,570	130,809	148,163	165,598	186,621	201,223	231,106	261,605	266,033	287,695	311,041	333,584
ORI_DO2_WO_CG	118,081	134,511	153,849	170,670	200,014	218,199	251,502	279,039	282,311	306,998	333,780	358,918
<b>C.Gas Esperado</b>	<b>114,729</b>	<b>127,051</b>	<b>142,570</b>	<b>159,307</b>	<b>174,676</b>	<b>185,233</b>	<b>210,754</b>	<b>238,162</b>	<b>240,744</b>	<b>258,580</b>	<b>275,262</b>	<b>292,812</b>
<b>C.Gas Mínimo</b>	111,207	119,995	131,819	145,057	151,457	155,199	167,544	184,327	192,294	204,368	216,947	228,265
<b>C.Gas Máximo</b>	118,081	134,511	153,860	170,670	200,329	218,479	251,502	279,039	282,311	306,998	333,780	358,918

Fuente. COES, Osinergmin  
Elaboración. Propia

De la Tabla 4-20, el Consumo de GN Esperado hasta el año 2022, presenta desviaciones del +/- 9% respecto al Consumo de GN Mínimo y Máximo, a partir de los años 2023 en adelante la desviación comienza a incrementarse sin llegar a superar el +/- 23%, motivado principalmente por las demandas pesimistas y optimistas. Asimismo, hasta el año

2022 el Consumo de Gas Esperado de la OR2 es inferior a la OR1, para luego invertirse a partir del año 2023. También, el balance para el periodo 2018 al 2030, presenta un consumo de GN superior en 14,991 Miles de KPC.

**(iii) Costo Operativo (OR2)**

A continuación, se analizará el Costo Operativo Promedio Total de cada escenario (en adelante CO), para el periodo de evaluación (2019 al 2030), los cuales se encuentran en unidades de millones de dólares americanos (MM USD).

Es preciso indicar, en un Escenario Sin Gasoducto (Código SG) el Costo Operativo deberá ser mayor a partir del año 2023 o 2024, producto de la utilización de diésel por parte de las centrales de nodo energético del sur y unidades de reserva fría, sólo se analizará el Costo Operativo para los Escenarios con Gasoducto (Código CG), como se muestra en la Tabla 4-21.

Tabla 4-21 Costo Operativo Promedio en Millones de USD (2019-2030)

<b>Escenario</b>	<b>MM USD</b>
OR2_DB_WB_CG	78,446
OR2_DP1_WB_CG	78,316
OR2_DP2_WB_CG	78,201
OR2_DO1_WB_CG	78,584
OR2_DO2_WB_CG	78,854
OR2_DB_WP_CG	78,394
OR2_DP1_WP_CG	78,263
OR2_DP2_WP_CG	78,161
OR2_DO1_WP_CG	78,526
OR2_DO2_WP_CG	78,750
OR2_DB_WO_CG	78,468
OR2_DP1_WO_CG	78,345
OR2_DP2_WO_CG	78,239

OR2_DO1_WO_CG	78,617
OR2_DO2_WO_CG	78,881
CMg Esperado	<b>78,446</b>
CMg Mínimo	78,161
CMg Máximo	78,881

Fuente. COES, MEM, Osinergmin  
Elaboración. Propia

De la Tabla 4-21, si bien los Costos Operativos Promedio, que incluyen una penalidad por vertimiento, se encuentran en la magnitud de miles de millones de dólares, realizando la comparación entre el CO Esperado y los correspondiente CO Mínimo y CO Máximo, se obtiene una variación de 0.36% y 0.56% respectivamente. Ello evidencia que a la demanda optimista presenta mayores costos operativos totales respecto al ahorro en el costo operativo de la demanda pesimista.

Por otro lado, el impacto de la variación del Precio Internacional del Petróleo (parámetro WTI), en el caso del WTI pesimista (WP), desplaza el costo operativo en un 0.08% menos respecto al WTI base (WB), por otro lado, en el caso del WTI optimista (WO) incrementa el costo operativo en un 0.04% en promedio respecto al WTI base (WB). Ello se debe a que el costo operativo, no solo representa el costo del combustible de las unidades del SEIN (térmicas, hidráulicas, entre otras.), sino también el costo o valor agua. No obstante, tales porcentajes de variación son mayores que la Opción Regulatoria 1.

#### **(iv) Gas pagado no consumido, valorización y efecto en el Cargo Prima RER (OR2)**

Tomando en consideración los literales i, ii y iii anteriores, se establecerá el cálculo del GN pagado no consumido, su valorización y su efecto en el Cargo Prima RER, para ello sólo se toma como base el escenario esperado o promedio de la Opción Regulatoria 2 (escenario OR2\_DB\_WB\_CG), dado que es el escenario más representativo de tal opción.

Es preciso indicar que, los resultados siguientes se consideran hasta el año 2022, dado que en el año 2023 ingresaría el gasoducto en el sur y en dicho año entrarían en vigencia los nuevos contratos para el Suministro de GN por parte de las Generadoras.

En ese sentido, en la Tabla 4-22, se presenta el GN pagado no consumido, su valorización y cuando representa respecto a los ingresos de las empresas de Suministro, Transporte y Distribución de GN por las ventas al sector de Generación.

Tabla 4-22 Gas pagado no consumido, valorización y porcentaje respecto a las ventas de GN al sector Generación, Opción OR2

<b>Conceptos</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
Consumo de Gas (Millones PC)	114,729,398	127,050,680	142,569,747	159,279,012
Gas pagado y no consumido (Millones PC)	24,959,844	20,911,486	18,165,608	11,351,134
Gas Pagado y no consumido (Millones U\$\$)	92.1	80.8	72.1	45.7
Ingresos del Sx, Tx y Dx (Millones U\$\$)	523	571	629	678
Gas pagado y no consumido respecto a los ingresos	18%	14%	11%	7%

Nota: Sx, Tx y Dx corresponden al Suministrador, Transportista y Distribuidora de GN respectivamente.

Fuente. COES, Osinergmin

Elaboración. Propia

De la Tabla 4-22, se puede apreciar que el monto de GN pagado consumido supera el 10% de las ventas de GN al sector Generación para los años 2019, 2020 y 2021. Sin embargo, tiene un descenso en el tiempo, debido a un mayor despacho de las unidades de GN, producto de un aumento de la demanda en los próximos años. Asimismo, la valorización del GN consumido es superior a la Opción Regulatoria 1.

Asimismo, en la Tabla 4-23, se determina el efecto en el Cargo Prima RER, como resultado de los Costos Marginales (US\$/MWh) del caso esperado o promedio de la Opción Regulatoria 2 (escenario OR2\_DB\_WB\_CG).

Tabla 4-23 Recaudación RER en Millones de US\$, Opción OR2

<b>Año</b>	<b>Opción Regulatoria 2</b>
	<b>Cargo Prima RER</b>
	<b>Millones US\$</b>
2019	257.74
2020	244.28
2021	251.75
2022	227.58
<b>Total</b>	<b>981.35</b>

Fuente. Osinergmin, COES

Elaboración. Propia



Dado los Costos Marginales asociados a la Opción Regulatoria 2, se observa que no hay una reducción significativa del Cargo Prima RER en el periodo evaluado. Sin embargo, el total del Cargo Prima RER resulta inferior en 104 millones de US\$ respecto a la Opción Regulatoria 1.

#### 4.6.3. Opción Regulatoria 3 (OR3)

La Opción Regulatoria 3, considera que, a partir de junio del 2019 en adelante, las Generadoras térmicas procederán a declarar el precio total de GN.

##### (i) Costos Marginales (OR3)

A continuación, Tabla 4-24, se muestran los resultados de los CMg (promedio anual), en unidades de US\$/MWh, considerando que el gasoducto ingresa en el año 2023 (escenario CG).

Tabla 4-24 Costos Marginales (en US\$/MWh), escenarios de OR3, con Gasoducto

Escenario	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
OR3_DB_WB_CG	16	26	28	35	28	31	34	39	38	35	33	33
OR3_DP1_WB_CG	16	25	26	32	27	29	33	35	31	29	28	29
OR3_DP2_WB_CG	16	25	25	30	26	27	31	33	28	27	28	28
OR3_DO1_WB_CG	17	27	30	40	30	33	37	44	46	44	42	43
OR3_DO2_WB_CG	17	28	32	48	32	34	42	65	90	84	94	110
OR3_DB_WP_CG	16	26	27	32	28	30	34	38	36	34	32	32
OR3_DP1_WP_CG	16	25	26	30	26	28	32	35	30	28	28	28
OR3_DP2_WP_CG	16	25	25	29	25	27	30	32	27	27	27	27
OR3_DO1_WP_CG	17	26	29	37	30	32	36	43	44	42	40	42
OR3_DO2_WP_CG	17	27	30	44	31	33	41	59	79	76	83	96
OR3_DB_WO_CG	17	27	30	37	30	32	35	40	39	36	34	34
OR3_DP1_WO_CG	17	26	28	34	28	30	33	36	33	30	29	29
OR3_DP2_WO_CG	16	25	26	31	27	28	31	34	29	28	28	29

OR3_DO1_WO_CG	17	27	32	43	31	33	38	46	49	46	45	46
OR3_DO2_WO_CG	17	29	34	53	33	35	44	72	99	93	103	122
CMg Esperado	<b>16</b>	<b>26</b>	<b>28</b>	<b>35</b>	<b>28</b>	<b>31</b>	<b>34</b>	<b>39</b>	<b>38</b>	<b>35</b>	<b>33</b>	<b>33</b>
CMg Mínimo	16	25	25	29	25	27	30	32	27	27	27	27
CMg Máximo	17	29	34	53	33	35	44	72	99	93	103	122

Fuente. COES, MEM, Osinergmin  
Elaboración. Propia

En base a los resultados de la Tabla 4-24, se muestra que el Costo Marginal Esperado (Escenario OR3\_DB\_WB\_CG) tiene un máximo de 39 USD/MWh en el año 2026, no obstante, también se aprecia un Costo Marginal cercano y de magnitud 35 USD/MWh en el año 2022 (un año antes de la entrada del Gasoducto en el 2023).

Asimismo, los Costos Marginales mínimos, producto de una menor demanda, en la mayoría de los años del periodo de evaluación están próximos al Costo Marginal Esperado. Adicionalmente, el Costo Marginal Máximo, producto de una mayor demanda, supera de manera diferenciada al Costo Marginal Esperado durante los años 2022 (un año antes de la entrada del gasoducto), y del 2026 al 2030, esto último producto de un mayor crecimiento de la demanda respecto al crecimiento de la Capacidad instalada, tendencia que se repite en las Opciones Regulatorias 1 y 2.

Por otro lado, el impacto de la variación del Precio Internacional del Petróleo (parámetro WTI), en el caso del WTI pesimista (WP), desplaza los precios de los Costos Marginales en un 3.11% menos respecto al WTI base (WB), por otro lado, en el caso del WTI optimista (WO) incrementa los Costos Marginales en un 3.82% en promedio respecto al WTI base (WB). Asimismo, se observa que tales variaciones porcentuales son menores a las registradas en la Opción Regulatoria 1 y Opción Regulatoria 2. Una explicación de lo último podría estar sustentada que el precio de Suministro (que depende del WTI) ya no es la componente principal del precio declarado por las unidades térmicas, sino que debe adicionarse el precio de Transporte y Distribución de GN, los cuales al ser precios Regulados presentan unas características más estables a lo largo del periodo evaluado.

Asimismo, en la Tabla 4-25, se muestran los resultados de los Costos Marginales (promedio anual), considerando que no ingresa el gasoducto al sur (escenario SG).

Tabla 4-25 Costos Marginales (en US\$/MWh), Escenarios de OR3, sin Gasoducto

Escenario	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
OR3_DB_WB_SG	16	26	28	35	35	48	61	72	71	96	129	155
OR3_DP1_WB_SG	16	25	26	32	30	37	41	42	39	44	53	65
OR3_DP2_WB_SG	16	25	25	30	28	31	32	32	31	32	32	33
OR3_DO1_WB_SG	16	27	30	40	44	75	109	124	143	171	220	311
OR3_DO2_WB_SG	17	28	32	48	63	118	166	197	242	381	544	671
OR3_DB_WP_SG	17	25	27	33	33	44	55	64	63	86	112	132
OR3_DP1_WP_SG	16	25	26	30	29	34	38	40	37	42	49	59
OR3_DP2_WP_SG	16	25	25	29	27	30	30	31	29	31	31	32
OR3_DO1_WP_SG	17	26	29	37	40	66	93	107	122	147	188	280
OR3_DO2_WP_SG	17	27	30	44	56	102	145	172	212	352	523	660
OR3_DB_WO_SG	17	27	30	37	37	54	68	80	80	107	145	177
OR3_DP1_WO_SG	17	26	28	34	32	39	44	45	41	47	56	71
OR3_DP2_WO_SG	16	25	26	31	29	33	33	34	32	33	33	35
OR3_DO1_WO_SG	17	27	31	43	48	84	124	144	163	197	251	355
OR3_DO2_WO_SG	17	29	34	53	69	132	188	226	272	419	565	683
CMg Esperado	<b>16</b>	<b>26</b>	<b>28</b>	<b>35</b>	<b>35</b>	<b>48</b>	<b>61</b>	<b>72</b>	<b>71</b>	<b>96</b>	<b>129</b>	<b>155</b>
CMg Mínimo	16	25	25	29	27	30	30	31	29	31	31	32
CMg Máximo	17	29	34	53	69	132	188	226	272	419	565	683

Fuente. COES, MEM, Osinergmin  
Elaboración. Propia

En base a los resultados de la Tabla 4-25, se muestra que el Costo Marginal Esperado (Escenario OR3\_DB\_WB\_SG) tiene un máximo de 155 USD/MWh en el año 2030. Cabe precisar que el Costo Marginal comienza a incrementarse de manera más rápida a partir del año 2024.

Asimismo, los Costos Marginales mínimos, producto de una menor demanda, a partir del año 2024 se alejan del Costo Marginal Esperado, producto del no ingreso del gasoducto y por ende de la conversión de la fuente diésel a GN de las unidades del Nodo Energético del Sur. Adicionalmente, el Costo Marginal Máximo, producto de una mayor demanda (escenarios optimistas), supera de manera relevante al Costo Marginal Esperado a partir de los años 2022 y 2023 en adelante.

Por otro lado, el impacto de la variación del Precio Internacional del Petróleo (parámetro WTI), en el caso del WTI pesimista (WP), desplaza los precios de los Costos Marginales en un 6.05% menos respecto al WTI base (WB), por otro lado, en el caso del WTI optimista (WO) incrementa los Costos Marginales en un 6.95% en promedio respecto al WTI base (WB). Asimismo, se observa que tales variaciones porcentuales son menores a las registradas en la Opción Regulatoria 1 y Opción Regulatoria 2. Una explicación de lo último podría estar sustentada que el precio de Suministro (que depende del WTI) ya no es la componente principal del precio declarado por las unidades térmicas, sino que debe adicionarse el precio de Transporte y Distribución de GN, los cuales al ser precios Regulados presentan unas características más estables a lo largo del periodo evaluado.

### **(ii) Consumo de combustible (OR3)**

A continuación, mediante la Tabla 4-26, se muestran los resultados del Consumo de combustible (medidos en Miles KPC), para el periodo de 2019 al 2030, considerando que el gasoducto ingresa en el año 2023 (escenario CG).

Tabla 4-26 Consumo de Combustible (en Miles KPC), escenarios de OR2, con Gasoducto.

Escenario	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
OR1_DB_WB_CG	112,871	121,161	134,407	148,662	160,526	170,758	194,637	221,880	226,395	244,501	262,281	280,028
OR1_DP1_WB_CG	111,300	117,837	129,735	141,921	150,392	156,803	175,427	198,826	203,261	218,524	233,997	248,268
OR1_DP2_WB_CG	109,658	114,876	125,283	135,614	140,678	144,803	158,220	177,101	183,104	195,075	208,003	219,599
OR1_DO1_WB_CG	114,444	124,334	139,225	154,791	171,557	186,400	214,207	246,192	253,072	274,485	296,758	319,210
OR1_DO2_WB_CG	115,776	127,503	143,949	160,791	183,918	202,898	234,440	267,857	274,744	299,589	326,733	352,930
OR1_DB_WP_CG	108,916	116,039	131,461	147,267	159,967	170,595	194,543	221,972	226,276	244,298	262,181	279,858
OR1_DP1_WP_CG	107,345	112,700	126,409	140,404	149,841	156,516	175,300	198,493	202,847	218,346	233,964	248,120
OR1_DP2_WP_CG	105,782	109,392	121,308	133,338	140,282	144,565	158,009	176,985	182,912	194,915	207,751	219,284
OR1_DO1_WP_CG	110,711	119,482	136,553	153,803	171,099	186,305	214,245	246,070	252,969	274,312	296,665	319,035
OR1_DO2_WP_CG	112,275	122,969	141,587	160,122	183,552	202,973	234,549	267,981	274,593	299,627	326,677	352,872
OR1_DB_WO_CG	113,037	123,144	138,219	151,602	166,358	176,756	199,788	226,242	231,128	249,930	267,840	285,864
OR1_DP1_WO_CG	111,334	120,003	133,541	145,490	156,721	163,178	181,017	203,455	208,844	225,535	242,166	256,557
OR1_DP2_WO_CG	109,878	116,898	128,955	139,465	147,834	151,640	164,218	182,567	190,877	203,545	216,723	227,962
OR1_DO1_WO_CG	114,722	126,262	142,603	157,441	176,781	191,933	218,675	250,028	256,605	278,720	300,891	323,099
OR1_DO2_WO_CG	116,115	129,394	147,205	163,159	188,772	208,155	238,636	269,858	276,980	301,779	329,084	354,043
<b>C.Gas Esperado</b>	<b>112,871</b>	<b>121,161</b>	<b>134,407</b>	<b>148,662</b>	<b>160,526</b>	<b>170,758</b>	<b>194,637</b>	<b>221,880</b>	<b>226,395</b>	<b>244,501</b>	<b>262,281</b>	<b>280,028</b>
<b>C.Gas Mínimo</b>	<b>105,782</b>	<b>109,392</b>	<b>121,308</b>	<b>133,338</b>	<b>140,282</b>	<b>144,565</b>	<b>158,009</b>	<b>176,985</b>	<b>182,912</b>	<b>194,915</b>	<b>207,751</b>	<b>219,284</b>
<b>C.Gas Máximo</b>	<b>116,115</b>	<b>129,394</b>	<b>147,205</b>	<b>163,159</b>	<b>188,772</b>	<b>208,155</b>	<b>238,636</b>	<b>269,858</b>	<b>276,980</b>	<b>301,779</b>	<b>329,084</b>	<b>354,043</b>

Fuente. COES, Osinergmin  
Elaboración. Propia

De la Tabla 4-26, el Consumo de Gas Esperado hasta el año 2022, presenta desviaciones del +/- 10% respecto al Consumo de Gas Mínimo y Máximo, a partir de los años 2023 en adelante la desviación comienza a incrementarse sin llegar a superar el +/- 22%, motivado principalmente por las demandas pesimistas y optimistas.

Asimismo, desde el periodo 2018 al 2030 el Consumo de Gas Esperado de la Opción Regulatoria 3 es menor a la Opción Regulatoria 1, representando en el balance para el periodo 2018 al 2030, un consumo de GN inferior en 126,915 Miles de KPC.

Relacionado a lo anterior, desde el periodo 2018 al 2030 el Consumo de GN Esperado de la OR3 es menor a la OR2, representando en el balance para el periodo 2018 al 2030, un consumo de GN inferior en 141,906 Miles de KPC.

### (iii) Costo Operativo (OR3)

A continuación, se analizará el Costo Operativo Promedio Total de cada escenario (en adelante CO), para el periodo de evaluación (2019 al 2030), los cuales se encuentran en unidades de millones de dólares americanos (MM USD).

Es preciso indicar, en un Escenario Sin Gasoducto (Código SG) el Costo Operativo deberá ser mayor a partir del año 2023 o 2024, producto de la utilización de diésel por parte de las centrales de nodo energético del sur y unidades de reserva fría, sólo se analizará el Costo Operativo para los escenarios Con Gasoducto (Código CG), como se muestra en la Tabla 4-27.

Tabla 4-27 Costo Operativo Promedio en Millones de USD (2019-2030)

<b>Escenario</b>	<b>MM USD</b>
OR3_DB_WB_CG	79,585
OR3_DP1_WB_CG	79,390
OR3_DP2_WB_CG	79,208
OR3_DO1_WB_CG	79,865
OR3_DO2_WB_CG	80,224
OR3_DB_WP_CG	79,528
OR3_DP1_WP_CG	79,298
OR3_DP2_WP_CG	79,110
OR3_DO1_WP_CG	79,778
OR3_DO2_WP_CG	80,144
OR3_DB_WO_CG	79,676
OR3_DP1_WO_CG	79,423
OR3_DP2_WO_CG	79,214
OR3_DO1_WO_CG	79,948
OR3_DO2_WO_CG	80,318
CMg Esperado	<b>79,585</b>
CMg Mínimo	79,110
CMg Máximo	80,318

Fuente. COES, MEM, Osinergmin  
Elaboración. Propia

De la Tabla 4-27, si bien los Costos Operativos Promedio, que incluyen una penalidad por vertimiento, se encuentran en la magnitud de miles de millones de dólares, realizando la

comparación entre el CO Esperado y los correspondiente CO Mínimo y CO Máximo, se obtiene una variación de 0.60% y 0.92% respectivamente. Ello evidencia que a la demanda optimista presenta mayores costos operativos totales respecto al ahorro en el costo operativo de la demanda pesimista. Asimismo, tales porcentajes son mayores respecto a la Opción Regulatoria 1 y Opción Regulatoria 2. Una explicación, pueda deberse al inicio que la declaración del precio total de gas, que corresponde a junio de 2019, en contraste a las otras dos Opciones Regulatorias, las cuales comienzan en el año 2021.

Por otro lado, el impacto de la variación del Precio Internacional del Petróleo (parámetro WTI), en el caso del WTI pesimista (WP), desplaza el costo operativo en un 0.10% menos respecto al WTI base (WB), por otro lado, en el caso del WTI optimista (WO) incrementa el costo operativo en un 0.08% en promedio respecto al WTI base (WB). Ello se debe a que el costo operativo, no solo representa el costo del combustible de las unidades del SEIN (térmicas, hidráulicas, entre otras.), sino también el costo o valor agua. No obstante, tales porcentajes de variación son mayores que la Opción Regulatoria 1 y Opción Regulatoria 2.

#### **(iv) GN pagado no consumido, valorización y efecto en el Cargo Prima RER (OR3)**

Tomando en consideración los literales i, ii y iii anteriores, se establecerá el cálculo del GN pagado no consumido, su valorización y su efecto en el Cargo Prima RER, para ello sólo se toma como base el escenario esperado o promedio de la Opción Regulatoria 3 (escenario OR3\_DB\_WB\_CG), dado que es el escenario más representativo de tal opción.

Es preciso indicar que, los resultados siguientes se consideran hasta el año 2022, dado que en el año 2023 ingresaría el gasoducto en el sur y en dicho año entrarían en vigencia los nuevos contratos para el Suministro de GN por parte de las Generadoras.

En ese sentido, en la Tabla 4-28, se presenta el GN pagado no consumido, su valorización y cuando representa respecto a los ingresos de las empresas de Suministro, Transporte y Distribución de GN por las ventas al sector de Generación.

Tabla 4-28 Gas pagado no consumido, valorización y porcentaje respecto a las ventas de GN al sector Generación, Opción OR3

<b>Conceptos</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
Consumo de Gas (Millones PC)	112,870,828	121,161,281	134,407,130	148,658,833
Gas pagado y no consumido (Millones PC)	25,793,642	24,355,099	23,252,628	14,583,503
Gas Pagado y no consumido (Millones U\$\$)	95.2	94.2	92.5	58.8
Ingresos del Sx, Tx y Dx (Millones U\$\$)	519	562	617	648
Gas pagado y no consumido respecto a los ingresos	18%	17%	15%	9%

Nota: Sx, Tx y Dx corresponden al Suministrador, Transportista y Distribuidora de GN respectivamente

Fuente. COES, Osinergmin

Elaboración. Propia

De la Tabla 4-28, se puede apreciar que el monto de GN pagado consumido supera el 10% de las ventas de GN al sector Generación para los años 2019, 2020 y 2021. Sin embargo, tiene un descenso en el tiempo, debido a un mayor despacho de las unidades de gas, producto de un aumento de la demanda en los próximos años. Asimismo, la valorización del GN consumido es superior a la Opción Regulatoria 1 y 2 en 50 y 123 millones de US\$.

Asimismo, en la Tabla 4-29, se determina el efecto en el Cargo Prima RER, como resultado de los Costos Marginales (US\$/MWh) del caso esperado o promedio de la Opción Regulatoria 3 (escenario OR3\_DB\_WB\_CG).

Tabla 4-29 Recaudación RER en Millones de US\$, Opción OR3

<b>Año</b>	<b>Opción Regulatoria 3</b>
	<b>Cargo Prima RER</b>
	<b>Millones US\$</b>
2019	239.81
2020	203.53
2021	207.20
2022	183.92
<b>Total</b>	<b>834.46</b>

Fuente. Osinergmin, COES

Elaboración. Propia

Dado los Costos Marginales asociados a la Opción Regulatoria 3, se observa que hay una reducción significativa del Cargo Prima RER a lo largo del tiempo. Asimismo, el total del Cargo Prima RER resulta inferior en 251 y 147 millones de US\$ respecto a la Opción Regulatoria 1 y 2 respectivamente.



#### 4.6.4. Opción Regulatoria 4 (OR4)

La Opción Regulatoria 4, considera que, a partir de junio del 2019 en adelante, se deroga el DS N° 043-2017-EM (MEM, 2017) y se restablece la condición previa a la vigencia de tal decreto supremo, es decir, no hay precio mínimo de GN para las centrales térmicas.

##### (i) Costos Marginales (OR4)

A continuación, Tabla 4-30, se muestran los resultados de los Costos Marginales (promedio anual), en unidades de US\$/MWh, considerando que el gasoducto ingresa en el año 2023 (escenario CG).

Tabla 4-30 Costos Marginales (en US\$/MWh), escenarios de OR4, con Gasoducto

Escenario	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
OR4_DB_WB_CG	8	10	14	22	15	16	19	23	24	20	19	19
OR4_DP1_WB_CG	8	9	12	18	13	14	17	20	18	16	16	16
OR4_DP2_WB_CG	8	8	11	15	12	12	15	18	15	15	15	15
OR4_DO1_WB_CG	9	11	16	26	16	17	22	29	32	32	28	29
OR4_DO2_WB_CG	9	12	18	35	17	19	26	50	79	76	84	101
OR4_DB_WP_CG	8	10	13	19	15	15	19	22	22	20	18	18
OR4_DP1_WP_CG	8	9	12	17	13	14	17	19	18	16	15	16
OR4_DP2_WP_CG	8	8	10	14	11	12	14	17	15	14	15	15
OR4_DO1_WP_CG	9	10	15	24	16	17	21	28	31	29	26	27
OR4_DO2_WP_CG	9	11	17	32	17	18	25	45	69	65	74	88
OR4_DB_WO_CG	8	10	15	24	16	16	20	24	25	21	20	20
OR4_DP1_WO_CG	8	9	13	20	14	14	18	20	19	17	17	17
OR4_DP2_WO_CG	8	8	11	16	12	12	15	18	15	15	16	16
OR4_DO1_WO_CG	9	11	17	30	17	18	23	32	36	34	30	30
OR4_DO2_WO_CG	9	13	20	40	18	19	28	57	88	85	95	113

CMg Esperado	<b>8</b>	<b>10</b>	<b>14</b>	<b>22</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>19</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>20</b>	<b>19</b>	<b>19</b>
CMg Mínimo	8	8	10	14	11	12	14	17	15	14	15	15
CMg Máximo	9	13	20	40	18	19	28	57	88	85	95	113

Fuente. COES, MEM, Osinergmin  
Elaboración. Propia

En base a los resultados de la Tabla 4-30, se muestra que el Costo Marginal Esperado (Escenario OR4\_DB\_WB\_CG) tiene un máximo de 24 USD/MWh en el año 2027, no obstante, también se aprecia un Costo Marginal cercano y de magnitud 22 USD/MWh en el año 2022 (un año antes de la entrada del Gasoducto en el 2023). Asimismo, los Costos Marginales mínimos, producto de una menor demanda, en la mayoría de los años del periodo de evaluación están próximos al Costo Marginal Esperado, a excepción de los años 2022, 2026 y 2027. Adicionalmente, el Costo Marginal Máximo, producto de una mayor demanda, supera de manera diferenciada al Costo Marginal esperado durante los años 2022 (un año antes de la entrada del gasoducto), y del 2025 al 2030, esto último producto de un mayor crecimiento de la demanda respecto al crecimiento de la Capacidad instalada, tendencia que se repite en las Opciones Regulatorias 1, 2 y 3.

Por otro lado, el impacto de la variación del Precio Internacional del Petróleo (parámetro WTI), en el caso del WTI pesimista (WP), desplaza los precios de los Costos Marginales en un 4.57% menos respecto al WTI base (WB), por otro lado, en el caso del WTI optimista (WO) incrementa los Costos Marginales en un 4.79% en promedio respecto al WTI base (WB). Asimismo, se observa que tales variaciones porcentuales son mayores a la registradas en la Opción Regulatoria 1, 2 y 3.

Asimismo, en la Tabla 4-31, se muestran los resultados de los Costos Marginales (promedio anual), considerando que no ingresa el gasoducto al sur (escenario SG).

Tabla 4-31 CMg (en US\$/MWh), escenarios de OR4, sin Gasoducto

Escenario	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
OR4_DB_WB_SG	8	10	14	21	23	32	46	59	60	91	122	148
OR4_DP1_WB_SG	8	9	12	18	18	22	26	29	27	36	43	56

OR4_DP2_WB_SG	8	8	11	15	14	15	18	18	18	19	20	21
OR4_DO1_WB_SG	9	11	16	26	32	58	96	115	139	167	216	307
OR4_DO2_WB_SG	9	12	18	36	50	105	159	191	242	377	535	671
OR4_DB_WP_SG	8	10	13	19	21	28	41	51	52	78	105	125
OR4_DP1_WP_SG	8	9	12	17	16	19	24	26	23	32	39	51
OR4_DP2_WP_SG	8	8	10	14	13	15	16	17	17	18	19	20
OR4_DO1_WP_SG	9	10	15	24	28	49	79	98	117	141	182	276
OR4_DO2_WP_SG	9	11	17	32	45	91	135	162	206	341	518	659
OR4_DB_WO_SG	8	10	15	24	25	36	52	68	69	102	138	170
OR4_DP1_WO_SG	8	9	13	20	19	23	28	32	30	38	47	62
OR4_DP2_WO_SG	8	8	11	16	15	17	19	20	19	20	21	22
OR4_DO1_WO_SG	9	11	17	29	36	65	109	133	157	193	248	344
OR4_DO2_WO_SG	9	12	20	39	57	118	179	219	270	417	564	682
CMg Esperado	<b>8</b>	<b>10</b>	<b>14</b>	<b>21</b>	<b>23</b>	<b>32</b>	<b>46</b>	<b>59</b>	<b>60</b>	<b>91</b>	<b>122</b>	<b>148</b>
CMg Mínimo	8	8	10	14	13	15	16	17	17	18	19	20
CMg Máximo	9	12	20	39	57	118	179	219	270	417	564	682

Fuente. COES, MEM, Osinergmin  
Elaboración. Propia

En base a los resultados de la Tabla 4-31, se muestra que el Costo Marginal Esperado (Escenario OR4\_DB\_WB\_SG) tiene un máximo de 148 USD/MWh en el año 2030. Cabe precisar que el Costo Marginal comienza a incrementarse de manera más rápida a partir del año 2024.

Asimismo, los Costos Marginales mínimos, producto de una menor demanda, a partir del año 2023 se alejan del Costo Marginal Esperado, producto del no ingreso del gasoducto y por ende de la conversión de la fuente diésel a GN de las unidades del Nodo Energético del Sur. Adicionalmente, el Costo Marginal Máximo, producto de una mayor demanda (escenarios optimistas), supera de manera relevante al Costo Marginal esperado a partir de los años 2022

y 2023 en adelante. Por otro lado, el impacto de la variación del Precio Internacional del Petróleo (parámetro WTI), en el caso del WTI pesimista (WP), desplaza los precios de los Costos Marginales en un 7.97% menos respecto al WTI base (WB), por otro lado, en el caso del WTI optimista (WO) incrementa los Costos Marginales en un 7.98% en promedio respecto al WTI base (WB). Asimismo, se observa que tales variaciones porcentuales son mayores a las registradas en la Opciones Regulatorias 1, 2 y 3.

#### (ii) Consumo de combustible (OR4)

A continuación, mediante la Tabla 4-32, se muestran los resultados del Consumo de combustible (medidos en Miles KPC), para el periodo de 2019 al 2030, considerando que el gasoducto ingresa en el año 2023 (escenario CG).

Tabla 4-32 Consumo de Combustible (en Miles KPC), escenarios de OR4, con Gasoducto

Escenario	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
OR1_DB_WB_CG	120,372	137,350	147,764	163,248	178,244	188,600	212,405	238,883	242,083	260,419	277,348	295,085
OR1_DP1_WB_CG	118,981	134,187	143,095	156,973	167,752	174,259	192,886	215,150	217,678	232,902	247,901	262,467
OR1_DP2_WB_CG	117,480	131,195	138,380	149,943	158,537	162,138	175,174	192,653	197,378	210,024	222,628	233,917
OR1_DO1_WB_CG	121,756	140,563	152,825	168,686	189,957	204,017	232,504	261,936	266,714	288,773	312,135	334,521
OR1_DO2_WB_CG	123,194	143,813	158,096	173,088	202,675	220,570	252,847	279,707	282,833	307,425	334,683	359,184
OR1_DB_WP_CG	120,350	137,254	148,063	162,902	175,544	183,656	204,196	228,911	236,193	256,082	275,166	293,702
OR1_DP1_WP_CG	118,867	134,165	143,259	156,734	166,251	172,115	186,817	207,109	215,929	232,094	247,725	262,211
OR1_DP2_WP_CG	117,481	131,078	138,414	149,938	157,837	161,369	172,235	187,497	196,866	209,860	222,727	233,920
OR1_DO1_WP_CG	121,716	140,599	152,957	168,369	185,041	197,151	223,358	252,251	260,069	282,656	307,499	331,069
OR1_DO2_WP_CG	123,229	143,721	158,075	172,887	195,988	212,964	242,714	273,244	278,822	304,267	332,039	358,225
OR1_DB_WO_CG	120,382	137,337	147,646	163,266	177,998	188,200	212,258	238,711	242,060	260,344	277,266	295,178
OR1_DP1_WO_CG	118,948	134,157	142,763	156,865	167,667	174,001	192,794	215,100	217,667	232,816	247,870	262,492
OR1_DP2_WO_CG	117,506	131,365	138,223	149,839	158,354	162,043	175,176	192,880	197,300	209,933	222,631	233,891
OR1_DO1_WO_CG	121,783	140,579	152,684	168,627	189,666	203,802	232,360	262,110	267,313	289,015	312,219	334,600
OR1_DO2_WO_CG	123,114	143,874	157,872	173,078	202,485	220,244	252,330	279,761	283,084	307,715	334,605	359,496
<b>C.Gas Esperado</b>	<b>120,372</b>	<b>137,350</b>	<b>147,764</b>	<b>163,248</b>	<b>178,244</b>	<b>188,600</b>	<b>212,405</b>	<b>238,883</b>	<b>242,083</b>	<b>260,419</b>	<b>277,348</b>	<b>295,085</b>
<b>C.Gas Mínimo</b>	<b>117,480</b>	<b>131,078</b>	<b>138,223</b>	<b>149,839</b>	<b>157,837</b>	<b>161,369</b>	<b>172,235</b>	<b>187,497</b>	<b>196,866</b>	<b>209,860</b>	<b>222,628</b>	<b>233,891</b>
<b>C.Gas Máximo</b>	<b>123,229</b>	<b>143,874</b>	<b>158,096</b>	<b>173,088</b>	<b>202,675</b>	<b>220,570</b>	<b>252,847</b>	<b>279,761</b>	<b>283,084</b>	<b>307,715</b>	<b>334,683</b>	<b>359,496</b>

Fuente: COES, Osinergmin  
Elaboración. Propia

De la Tabla 4-32, el Consumo de GN Esperado hasta el año 2022, presenta desviaciones del +/- 8% respecto al Consumo de GN Mínimo y Máximo, a partir de los años 2023 en adelante la desviación comienza a incrementarse sin llegar a superar el +/- 22%, motivado principalmente por las demandas pesimistas y optimistas.

Asimismo, hasta el año 2022 el Consumo de GN Esperado de la OR4 es inferior a la OR1, para luego invertirse a partir del año 2023. También, el balance para el periodo 2018 al 2030, presenta un consumo de GN superior en 56,876 Miles de KPC.

Relacionado a lo anterior, sólo en el año 2018 el Consumo de GN Esperado de la OR4 es inferior a la OR2, para luego invertirse a partir del año 2019. También, el balance para el periodo 2018 al 2030, presenta un consumo de GN superior en 41,885 Miles de KPC.

Relacionado, para todo el periodo 2018-2030, el Consumo de GN Esperado de la OR4 es superior a la OR3, así, el balance para dicho periodo representa un consumo de GN superior en 183,791 Miles de KPC.

### **(iii) Costo Operativo (OR4)**

A continuación, se analizará el Costo Operativo Promedio Total de cada escenario (en adelante CO), para el periodo de evaluación (2019 al 2030), los cuales se encuentran en unidades de millones de dólares americanos (MM USD).

Es preciso indicar, en un escenario Sin Gasoducto (Código SG) el Costo Operativo deberá ser mayor a partir del año 2023 o 2024, producto de la utilización de diésel por parte de las centrales de nodo energético del sur y unidades de reserva fría, sólo se analizará el Costo Operativo para los escenarios Con Gasoducto (Código CG), como se muestra en la Tabla 4-33.

Tabla 4-33 Costo Operativo Promedio en Millones de USD (2019-2030)

<b>Escenario</b>	<b>MM USD</b>
OR4_DB_WB_CG	77,515
OR4_DP1_WB_CG	77,424
OR4_DP2_WB_CG	77,308
OR4_DO1_WB_CG	77,642
OR4_DO2_WB_CG	77,886
OR4_DB_WP_CG	77,484
OR4_DP1_WP_CG	77,393

OR4_DP2_WP_CG	77,306
OR4_DO1_WP_CG	77,617
OR4_DO2_WP_CG	77,803
OR4_DB_WO_CG	77,523
OR4_DP1_WO_CG	77,400
OR4_DP2_WO_CG	77,316
OR4_DO1_WO_CG	77,659
OR4_DO2_WO_CG	77,894
CMg Esperado	<b>77,515</b>
CMg Mínimo	77,306
CMg Máximo	77,894

Fuente. COES, MEM, Osinergmin  
Elaboración. Propia

De la Tabla 4-33, si bien los Costos Operativos Promedio, que incluyen una penalidad por vertimiento, se encuentran en la magnitud de miles de millones de dólares, realizando la comparación entre el CO Esperado y los correspondiente CO Mínimo y CO Máximo, se obtiene una variación de 0.27% y 0.49% respectivamente. Ello evidencia que a la demanda optimista presenta mayores costos operativos totales respecto al ahorro en el costo operativo de la demanda pesimista. Asimismo, tales porcentajes son menores respecto a la Opción Regulatoria 2 y la Opción Regulatoria 3, pero mayor a la Opción Regulatoria 1.

Por otro lado, el impacto de la variación del Precio Internacional del Petróleo (parámetro WTI), en el caso del WTI pesimista (WP), desplaza el costo operativo en un 0.04% menos respecto al WTI base (WB), por otro lado, en el caso del WTI optimista (WO) incrementa el costo operativo en un 0.004% en promedio respecto al WTI base (WB). Asimismo, tales porcentajes de variación son menores que la Opción Regulatoria 1, 2 y 3.

**(iv) GN pagado no consumido, valorización y efecto en el Cargo Prima RER (OR4)**

Tomando en consideración los literales i, ii y iii anteriores, se establecerá el cálculo del GN pagado no consumido, su valorización y su efecto en el Cargo Prima RER, para ello sólo se toma como base el escenario esperado o promedio de la Opción Regulatoria 4 (escenario OR4\_DB\_WB\_CG), dado que es el escenario más representativo de tal opción.

Es preciso indicar que, los resultados siguientes se consideran hasta el año 2022, dado que en el año 2023 ingresaría el gasoducto en el sur y en dicho año entrarían en vigencia los nuevos contratos para el Suministro de GN por parte de las Generadoras.

En ese sentido, en la Tabla 4-34, se presenta el GN pagado no consumido, su valorización y cuando representa respecto a los ingresos de las empresas de Suministro, Transporte y Distribución de GN por las ventas al sector de Generación.

Tabla 4-34 GN pagado no consumido, valorización y porcentaje respecto a las ventas de GN al sector Generación, Opción OR4

<b>Conceptos</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
Consumo de Gas (Millones PC)	120,372,230	137,350,070	147,764,325	163,227,201
Gas pagado y no consumido (Millones PC)	33,107,908	30,929,636	21,064,411	12,920,070
Gas Pagado y no consumido (Millones U\$\$)	121.5	120.7	83.3	51.7
Ingresos del Sx, Tx y Dx (Millones U\$\$)	575	649	660	700
Gas pagado y no consumido respecto a los ingresos	21%	19%	13%	7%

Nota: Sx, Tx y Dx corresponden al Suministrador, Transportista y Distribuidora de GN respectivamente

Fuente. COES, Osinergmin

Elaboración. Propia

De la Tabla 4-34, se puede apreciar que el monto de GN pagado consumido supera el 10% de las ventas de GN al sector Generación para los años 2019, 2020 y 2021. Sin embargo, tiene un descenso en el tiempo, debido a un mayor despacho de las unidades de GN, producto de un aumento de la demanda en los próximos años. Asimismo, la valorización del GN consumido es superior a la Opción Regulatoria 1, 2 y 3.

Asimismo, en la Tabla 4-35, se determina el efecto en el Cargo Prima RER, como resultado de los Costos Marginales (US\$/MWh) del caso esperado o promedio de la Opción Regulatoria 4 (escenario OR4\_DB\_WB\_CG).

Tabla 4-35 Recaudación RER en Millones de US\$, Opción OR4

<b>Año</b>	<b>Opción Regulatoria 4</b>
	<b>Cargo Prima RER</b>
<b>Millones US\$</b>	
2019	270.04
2020	269.60
2021	270.23
2022	244.02
<b>Total</b>	<b>1053.89</b>

Fuente. Osinergmin, COES

Elaboración. Propia

Dado los Costos Marginales asociados a la Opción Regulatoria 4, se observa que no hay una reducción significativa del Cargo Prima RER a lo largo del tiempo. Asimismo, el total del Cargo Prima RER resulta inferior en 31, y superior en 73y 219 millones de US\$ respecto a la Opción Regulatoria 1, 2 y 3 respectivamente.

#### **4.6.5. Opción Regulatoria 5 (OR5)**

La Opción Regulatoria 5, considera que, a partir de junio del 2019 en adelante, y de manera similar a la Opción Regulatoria 3, las Generadoras térmicas procederán a declarar el precio total de GN o de manera equivalente hacen variable el Suministro, Transporte y Distribución de GN. Por ende, se elimina el MDP, estableciendo una coordinación obligatoria de las cantidades de GN contratadas a *Take or Pay*.

También, la Opción Regulatoria 5 considera la coordinación obligatoria (a cargo del COES) permite optimizar el uso de las cláusulas *Make Up* o *Curry Forward*. Las cantidades contratadas (según el programa de contratación obligatoria) son pagadas por el Sistema mediante un cargo, incluyéndose el Transporte y la Distribución.

Asimismo, dado que la simulación de la opción regularía 5 es similar a la opción regularía 3, los resultados: Costos Marginales, Consumo de Combustible y Costo Operativo son similares, por no decir idénticos, sin embargo, la presente opción a diferencia de la Opción Regulatoria 3 tiene un alcance adicional para el mediano plazo y tiene dos horizontes de aplicación:



- (i) En el primero se toman los contratos ya suscritos de Suministro, Transporte y Distribución, dichos compromisos son trasladados a una bolsa común con carácter de fideicomiso, gestionados por el COES, quien centraliza el ejercicio *del Take or Pay* de los contratos de Suministro, las ventas en el mercado secundario de GN para los excedentes de Capacidad de Transporte y Distribución, y para finalmente determinar las cantidades de Suministro, Transporte y Distribución a ser pagado y no consumido y que serán compensados a través de un cargo asociado a la demanda.
- (ii) En el segundo, antes de suscribirse los contratos, se programan -de forma centralizada por el COES- las cantidades a ser contratadas por la totalidad de Generadoras termoeléctricas, sobre la base del comportamiento hidrológica, acercando las cantidades contratadas al consumo medio de cada central, a fin de minimizar las cantidades de *Take or Pay*, Capacidad de Transporte, Capacidad de Distribución, contratada, pagada y no consumida. La programación centralizada disminuirá la cantidad contratada de Suministro, Transporte y Distribución a las necesidades reales del sistema. Las Generadoras son Libres de contratar Suministro, Transporte y Distribución adicional, sin afectar el CMCP de cada una de sus centrales. En el caso de la contratación de Transporte y Distribución, la misma se contratará para tener una mayor participación en el reparto de los Ingresos por Potencia y para tener una mayor capacidad de contratación.

#### **4.7. Evaluación de opciones de operación en el Mercado de Corto Plazo (MCP)**

El presente apartado pretende evaluar la optimización de la operación en el mercado de corto plazo de las unidades que utilizan GN de Camisea, para ello, se ha modelado las centrales térmicas, que utilizan dicho recurso, en función de tres parámetros relevantes descritos en sus contratos de Suministro y Transporte de gas, estas variables corresponden a:

- TOP: Nivel de *Take or Pay* (definido en el contrato de Suministro)
- CRD: Capacidad Reservada Diaria
- CM: Capacidad Máxima diaria

En ese sentido, un adecuado modelamiento de las centrales que permite separar los costos fijos de los costos variables consiste en representar una central térmica en particular como la combinación tres centrales, denominadas Central 1, Central 2 y Central 3, y determinadas de la siguiente manera:

- Central 1: Con magnitud equivalente al *Take or Pay* (TOP), con costo variable igual a cero.
- Central 2: Con magnitud equivalente a la diferencia entre la CRD y el TOP, con costo variable igual al precio de Suministro.
- Central 3: Con magnitud equivalente a la diferencia entre la CM y la CRD, con costo variable igual a la suma del precio de Suministro y Transporte de GN.

Finalmente, para la simulación del despacho se ha utilizado el programa estocástico SDDP, sin embargo, a diferencia de las Opciones Regulatorias desarrolladas en el numeral 4.6, se ha simulado que la llegada del gasoducto al sur se realiza el año 2026, por ende, el periodo de evaluación se realizará hasta el año 2025.

#### 4.7.1 Optimización de acuerdo a los Costos Contractuales

Para el presente caso se descompone las centrales en función de sus parámetros contractuales, en ese sentido, en la Tabla 4-36 se muestra tal descomposición de las centrales equivalentes de acuerdo a sus niveles de TOP, CRD y CM:

Tabla 4-36 Centrales equivalentes (en MW)

Centrales a GN de Camisea	Capacidades (MW)			Total
	Central 1	Central 2	Central 3	
CT Pisco a GN	34	34	3	71
CT Independencia a GN	17	6	0	23
CT Ventanilla CC a GN	445	34	0	479
CT Santa Rosa a GN	0	142	12	154
CT Santa Rosa TG7 a GN	0	0	109	109
CT Chilca CC a GN	453	420	0	873
CT Chilca 2 CC a GN	0	27	85	112
CT Fénix CC a GN	510	52	0	562
CT Kallpa CC a GN	519	347	0	866
CT Las Flores CS a GN	0	185	12	197

CT Termochilca CC a GN	219	88	0	307
CT Oquendo CS a GN	29	0	0	29
Total de CT a GN de Camisea	2226	1335	221	3782
	59%	35%	6%	100%

Fuente. Osinergmin, COES  
Elaboración. Propia

Con los datos anteriores, se procede a simular la inclusión de estas unidades en el modelo de optimización del despacho, utilizando el programa SDDP, a continuación, en la Tabla 4-37 se muestran los resultados de la producción y ventas de las empresas analizadas:

Tabla 4-37 Producción y Ventas (en GWh)

**Generación Hidro (GWh)**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	655	684	667	663	662	666	697
Egesur	141	169	180	205	137	138	151
Enel	3,352	3,380	3,359	3,366	3,340	3,380	3,462
Engie	1,469	1,476	1,471	1,466	1,467	1,478	1,470
Fenix	-	-	-	-	-	-	-
Kalpa	3,035	3,144	3,043	3,120	3,204	3,217	3,187
Termochilca	-	-	-	-	-	-	-
Chaglla	2,882	2,767	2,882	2,754	2,976	2,986	2,976
Celepsa	1,232	1,246	1,237	1,235	1,234	1,237	1,238
Egemma	1,294	1,300	1,294	1,295	1,291	1,296	1,298
San Gaban	768	769	758	761	755	758	767
Electroperu	6,328	6,348	6,334	6,327	6,704	6,742	6,705
Statkraft	1,680	1,673	1,677	1,678	1,669	1,680	1,670
Orazul	2,308	2,317	2,308	2,309	2,308	2,316	2,317

**Generación Térmica (GWh)**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	268	269	271	287	278	302	367
Egesur	144	145	145	151	148	156	166
Enel	3,515	3,538	3,702	4,008	4,710	5,342	6,005
Engie	3,518	4,084	5,500	5,883	5,847	6,683	7,439
Fenix	3,743	4,277	4,564	4,705	4,725	4,784	4,876
Kalpa	4,357	5,040	5,097	6,398	7,607	7,231	8,026
Termochilca	2,111	2,227	2,324	2,413	2,473	2,492	2,534
Chaglla	-	-	-	-	-	-	-
Celepsa	-	-	-	-	-	-	-
Egemma	-	-	-	-	-	-	-
San Gaban	-	-	-	-	-	-	-
Electroperu	-	-	-	1	1	3	10
Statkraft	-	-	-	-	-	-	-
Orazul	632	818	974	1,148	1,246	1,263	1,325

**Generación Total (GWh)**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	923	953	938	950	940	968	1,065
Egesur	285	313	325	356	284	295	317
Enel	6,867	6,918	7,062	7,374	8,050	8,722	9,467
Engie	4,986	5,560	6,972	7,349	7,314	8,160	8,908
Fenix	3,743	4,277	4,564	4,705	4,725	4,784	4,876
Kalpa	7,393	8,184	8,140	9,517	10,811	10,448	11,214
Termochilca	2,111	2,227	2,324	2,413	2,473	2,492	2,534
Chaglla	2,882	2,767	2,882	2,754	2,976	2,986	2,976
Celepsa	1,232	1,246	1,237	1,235	1,234	1,237	1,238
Egemma	1,294	1,300	1,294	1,295	1,291	1,296	1,298
San Gaban	768	769	758	761	755	758	767
Electroperu	6,328	6,348	6,334	6,328	6,706	6,745	6,714
Statkraft	1,680	1,673	1,677	1,678	1,669	1,680	1,670
Orazul	2,940	3,135	3,282	3,456	3,553	3,580	3,642

**Ventas (GWh)**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	683	662	660	614	614	83	83
Egesur	197	198	197	197	177	178	177
Enel	10,197	11,387	10,039	9,346	9,098	9,418	9,549
Engie	9,501	10,151	9,954	8,747	9,185	9,289	9,352
Fenix	2,751	3,901	3,891	3,612	3,536	2,737	2,729
Kalpa	10,548	10,273	8,994	7,410	7,514	7,827	7,815
Termochilca	1,382	3,113	3,053	2,215	1,820	1,923	1,917
Chaglla	1,716	1,720	1,716	1,716	1,716	1,720	1,716
Celepsa	1,031	939	882	878	735	737	735
Egemma	371	372	348	153	78	78	78
San Gaban	142	118	117	141	82	35	35
Electroperu	6,751	8,512	8,469	8,017	7,442	7,599	7,333
Statkraft	2,106	3,796	3,637	3,182	2,729	2,609	2,480
Orazul	2,006	4,078	4,237	4,304	4,087	3,356	2,933

Fuente. COES, Osinergmin  
Elaboración. Propia

Tabla 4-38 Costo Marginal (US\$/MWh), Transferencias (en GWh y K US\$) y Transferencias más Gas pagado y no consumido (en K US\$)

Costos Marginales (US\$/MWh)							
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CMg	7.85	9.18	11.04	14.83	14.97	18.93	31.72

Transferencia (GWh)							
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	240	291	278	337	327	885	982
Egesur	88	116	128	159	107	117	140
Enel	- 3,330	- 4,468	- 2,977	- 1,972	- 1,049	- 696	- 81
Engie	- 4,515	- 4,592	- 2,983	- 1,397	- 1,871	- 1,128	- 443
Fenix	992	376	673	1,093	1,188	2,047	2,147
Kallpa	- 3,156	- 2,089	- 854	2,107	3,297	2,621	3,399
Termochilca	729	- 886	- 728	198	653	569	617
Chagla	1,166	1,048	1,167	1,038	1,260	1,267	1,260
Celepsa	200	308	356	357	499	500	504
Egema	922	927	947	1,142	1,213	1,218	1,220
San Gaban	626	651	641	620	673	723	732
Electroperu	- 423	- 2,165	- 2,135	- 1,689	- 736	- 854	- 619
Statkraft	- 426	- 2,124	- 1,960	- 1,504	- 1,060	- 929	- 810
Orazul	933	- 942	- 956	- 848	- 533	224	709

Valorización de Transferencia (K US\$)							
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	1,557	2,315	2,697	4,555	4,544	16,444	32,580
Egesur	771	1,207	1,610	2,687	1,606	2,428	5,793
Enel	- 24,770	- 39,219	- 32,146	- 27,753	- 12,237	- 7,316	- 14,421
Engie	- 34,564	- 39,912	- 28,503	- 16,193	- 23,515	- 15,565	- 537
Fenix	11,047	6,034	8,864	17,584	18,713	39,993	69,071
Kallpa	- 22,236	- 18,029	- 8,747	35,159	51,203	58,925	126,823
Termochilca	6,776	- 6,862	- 7,052	4,024	10,374	11,654	20,707
Chagla	5,669	6,678	9,920	11,430	14,922	17,951	25,334
Celepsa	- 40	1,086	2,470	3,147	5,746	6,563	8,495
Egema	6,740	8,003	10,013	16,331	17,641	22,216	35,852
San Gaban	626	651	641	620	673	723	732
Electroperu	- 3,137	- 19,744	- 23,617	- 24,805	- 10,865	- 16,307	- 18,153
Statkraft	- 4,964	- 21,271	- 22,863	- 24,465	- 17,508	- 20,591	- 31,835
Orazul	6,842	- 8,992	- 11,453	- 14,321	- 9,897	1,282	13,031

Valorización de Transferencia + Gas Pagado y no consumido (K US\$)							
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	101	802	1,279	3,538	3,359	15,576	32,006
Egesur	546	989	1,421	2,542	1,455	2,318	5,721
Enel	- 43,504	- 59,293	- 47,791	- 37,983	- 19,428	- 10,578	- 14,421
Engie	- 49,000	- 48,513	- 32,708	- 16,694	- 24,756	- 15,565	- 537
Fenix	- 9,080	- 4,643	3,922	15,186	16,624	38,601	69,071
Kallpa	- 38,352	- 26,906	- 12,162	33,902	51,203	57,913	126,823
Termochilca	6,332	- 7,129	- 7,118	4,024	10,374	11,654	20,707
Chagla	5,669	6,678	9,920	11,430	14,922	17,951	25,334
Celepsa	- 40	1,086	2,470	3,147	5,746	6,563	8,495
Egema	6,740	8,003	10,013	16,331	17,641	22,216	35,852
San Gaban	626	651	641	620	673	723	732
Electroperu	- 3,137	- 19,744	- 23,617	- 24,805	- 10,865	- 16,307	- 18,153
Statkraft	- 4,964	- 21,271	- 22,863	- 24,465	- 17,508	- 20,591	- 31,835
Orazul	6,842	- 8,992	- 11,453	- 14,321	- 9,897	1,282	13,031

Fuente. COES, Osinergmin  
Elaboración. Propia

De las Tabla 4-37 y 4-38 se puede observar:

- El Costo Marginal Promedio, periodo 2019 al 2025, es de 15.50 US\$/MWh
- Las dos empresas de mayor compra de Energía (Transferencias) son Enel y Engie, con 31.502 TWh en el periodo 2019 y 2025, aparte de Electroperú y Statkraft.
- Las tres empresas con mayores compras en el mercado *spot* (valorización de Transferencias), corresponden a Engie, Stat Kraft y Enel.
- El GN pagado y no consumido, periodo 2019 al 2025, asciende a 186 Millones de US\$, distribuido entre las 7 empresas que utilizan GN de Camisea. Las tres

empresas que asumen un mayor desembolso por dicho concepto corresponden a Enel, Fenix y Kallpa.

#### 4.7.2. Optimización convirtiendo a costo variable el Suministro y Transporte

Para el presente caso, dado que se convierte a variable el Suministro y Transporte, las magnitudes equivalentes de las centrales que se encontraban en la columna Central 1 y Central 2 (del numeral 4.7.1), se adicionan a la columna Central 3, en ese sentido, en la Tabla 4-39, se muestra la descomposición de las centrales equivalentes de acuerdo a los niveles de TOP, CRD y CM:

Tabla 4-39 Centrales equivalentes (en MW)

Centrales a GN de Camisea	Capacidades (MW)			Total
	Central 1	Central 2	Central 3	
CT Pisco a GN	34	34	3	71
CT Independencia a GN	17	6	0	23
CT Ventanilla CC a GN	445	34	0	479
CT Santa Rosa a GN	0	142	12	154
CT Santa Rosa TG7 a GN	0	0	109	109
CT Chilca CC a GN	453	420	0	873
CT Chilca 2 CC a GN	0	27	85	112
CT Fénix CC a GN	510	52	0	562
CT Kallpa CC a GN	519	347	0	866
CT Las Flores CS a GN	0	185	12	197
CT Termochilca CC a GN	219	88	0	307
CT Oquendo CS a GN	29	0	0	29
Total de CT a GN de Camisea	2226	1335	221	3782
	59%	35%	6%	100%

Fuente. Osinergmin, COES  
Elaboración. Propia

Con los datos anteriores, se procede a simular la inclusión de estas unidades en el modelo de optimización del despacho, utilizando el programa SDDP, a continuación, en la Tabla 4-40 se muestran los resultados de la producción y ventas de las empresas analizadas:

Tabla 4-40 Producción y Ventas (en GWh)

Generación Hidro (GWh)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	669	700	681	673	666	671	705
Egesur	177	149	144	144	143	145	131
Enel	3,400	3,387	3,401	3,358	3,399	3,390	3,431
Engie	1,467	1,478	1,470	1,467	1,470	1,475	1,469
Fenix	-	-	-	-	-	-	-
Kallpa	3,038	3,146	3,048	3,123	3,207	3,217	3,188
Termochilca	-	-	-	-	-	-	-
Chaglla	2,882	2,767	2,882	2,754	2,976	2,987	2,976
Celepsa	1,238	1,246	1,236	1,234	1,235	1,238	1,239
Egema	1,294	1,299	1,294	1,294	1,294	1,299	1,294
San Gaban	768	769	762	761	763	768	765
Electroperu	6,327	6,348	6,328	6,337	6,720	6,746	6,710
Statkraft	1,679	1,672	1,676	1,677	1,670	1,677	1,668
Orazul	2,309	2,317	2,309	2,309	2,309	2,317	2,317

Generación Térmica (GWh)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	-	1	3	17	18	45	135
Egesur	2	5	14	47	14	32	63
Enel	3,643	2,334	1,179	2,576	4,732	6,251	6,603
Engie	4,583	5,628	7,194	7,062	4,955	7,313	7,940
Fenix	4,740	4,853	4,913	4,923	4,923	4,937	4,923
Kallpa	1,029	3,219	5,036	6,290	8,119	5,463	6,954
Termochilca	2,594	2,605	2,598	2,598	2,598	2,605	2,598
Chaglla	-	-	-	-	-	-	-
Celepsa	-	-	-	-	-	-	-
Egema	-	-	-	-	-	-	-
San Gaban	-	-	-	-	-	-	-
Electroperu	-	-	-	2	2	4	11
Statkraft	-	-	-	-	-	-	-
Orazul	1,399	1,401	1,399	1,397	1,424	1,428	1,430

Generación Total (GWh)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	669	701	685	690	684	716	840
Egesur	179	155	158	190	157	178	194
Enel	7,043	5,721	4,580	5,934	8,130	9,641	10,034
Engie	6,050	7,106	8,664	8,529	6,425	8,788	9,410
Fenix	4,740	4,853	4,913	4,923	4,923	4,937	4,923
Kallpa	4,067	6,364	8,084	9,413	11,326	8,679	10,142
Termochilca	2,594	2,605	2,598	2,598	2,598	2,605	2,598
Chaglla	2,882	2,767	2,882	2,754	2,976	2,987	2,976
Celepsa	1,238	1,246	1,236	1,234	1,235	1,238	1,239
Egema	1,294	1,299	1,294	1,294	1,294	1,299	1,294
San Gaban	768	769	762	761	763	768	765
Electroperu	6,327	6,348	6,328	6,339	6,721	6,750	6,721
Statkraft	1,679	1,672	1,676	1,677	1,670	1,677	1,668
Orazul	3,708	3,719	3,708	3,706	3,733	3,746	3,747

Ventas (GWh)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	683	662	660	614	614	83	83
Egesur	197	198	197	197	177	178	177
Enel	10,197	11,387	10,039	9,346	9,098	9,418	9,549
Engie	9,501	10,151	9,954	8,747	9,185	9,289	9,352
Fenix	2,751	3,901	3,891	3,612	3,536	2,737	2,729
Kallpa	10,548	10,273	8,994	7,410	7,514	7,827	7,815
Termochilca	1,382	3,113	3,053	2,215	1,820	1,923	1,917
Chaglla	1,716	1,720	1,716	1,716	1,716	1,720	1,716
Celepsa	1,031	939	882	878	735	737	735
Egema	371	372	348	153	78	78	78
San Gaban	142	118	117	141	82	35	35
Electroperu	6,751	8,512	8,469	8,017	7,442	7,599	7,333
Statkraft	2,106	3,796	3,637	3,182	2,729	2,609	2,480
Orazul	2,006	4,078	4,237	4,304	4,087	3,356	2,933

Fuente. COES, Osinergmin  
Elaboración Propia

Tabla 4-41 Costo Marginal (US\$/MWh), Transferencias (en GWh y K US\$) y Transferencias más Gas pagado y no consumido (en K US\$)

Costos Marginales (US\$/MWh)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CMg	19.84	21.17	21.67	25.50	24.57	29.85	41.54

Transferencia (GWh)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	- 14	40	25	76	70	633	757
Egesur	- 18	- 43	- 39	- 7	- 21	0	17
Enel	- 3,154	- 5,665	- 5,459	- 3,412	- 968	224	486
Engie	- 3,451	- 3,045	- 1,291	- 218	- 2,760	- 501	58
Fenix	1,989	952	1,022	1,311	1,387	2,199	2,194
Kallpa	- 6,482	- 3,908	- 910	2,003	3,813	853	2,327
Termochilca	1,212	- 508	- 455	383	778	682	681
Chaglla	1,167	1,048	1,167	1,038	1,260	1,267	1,260
Celepsa	207	307	355	357	500	502	504
Egema	923	926	947	1,142	1,217	1,221	1,217
San Gaban	626	651	645	620	681	732	729
Electroperu	- 424	- 2,164	- 2,141	- 1,678	- 720	- 849	- 612
Statkraft	- 427	- 2,124	- 1,961	- 1,505	- 1,059	- 932	- 812
Orazul	1,702	- 359	- 529	- 598	- 353	390	814

Valorización de Transferencia (K US\$)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	319	784	417	1,585	1,574	18,955	34,386
Egesur	- 387	- 957	- 859	1	- 466	348	2,732
Enel	- 62,379	- 120,428	- 116,729	- 80,232	- 18,837	10,732	30,896
Engie	- 67,398	- 62,318	- 27,642	- 3,959	- 60,791	- 10,485	13,279
Fenix	39,595	20,254	22,173	33,494	34,104	65,657	91,283
Kallpa	- 128,361	- 79,699	- 17,762	56,966	91,548	47,168	132,388
Termochilca	24,054	- 10,726	- 9,851	9,782	19,133	20,369	28,294
Chaglla	22,773	21,179	24,157	22,379	27,920	30,202	36,969
Celepsa	3,844	5,803	7,177	7,089	10,875	11,120	11,576
Egema	18,245	19,325	20,319	28,405	29,369	35,014	47,116
San Gaban	626	651	645	620	681	732	729
Electroperu	- 8,423	- 45,832	- 46,465	- 42,765	- 18,007	- 25,811	- 23,686
Statkraft	- 8,696	- 45,494	- 42,864	- 40,274	- 27,170	- 31,158	- 40,122
Orazul	33,437	- 8,531	- 12,402	- 18,678	- 10,940	5,946	21,359

Valorización de Transferencia + Gas Pagado y no consumido (K US\$)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	- 14,002	- 13,688	- 14,127	- 12,582	- 12,783	5,397	23,721
Egesur	- 5,215	- 5,749	- 5,415	- 3,698	- 5,169	- 3,818	- 593
Enel	- 78,219	- 170,144	- 194,982	- 126,777	- 37,723	10,732	30,896
Engie	- 91,795	- 76,212	- 27,642	- 5,721	- 90,002	- 10,485	13,279
Fenix	37,605	19,721	22,173	33,494	34,104	65,657	91,283
Kallpa	- 210,106	- 132,104	- 40,378	45,496	88,204	14,077	117,638
Termochilca	24,054	- 10,726	- 9,851	9,782	19,133	20,369	28,294
Chaglla	22,773	21,179	24,157	22,379	27,920	30,202	36,969
Celepsa	3,844	5,803	7,177	7,089	10,875	11,120	11,576
Egema	18,245	19,325	20,319	28,405	29,369	35,014	47,116
San Gaban	626	651	645	620	681	732	729
Electroperu	- 8,423	- 45,832	- 46,465	- 42,765	- 18,007	- 25,811	- 23,686
Statkraft	- 8,696	- 45,494	- 42,864	- 40,274	- 27,170	- 31,158	- 40,122
Orazul	33,437	- 8,531	- 12,402	- 18,678	- 10,940	5,946	21,359

Fuente. COES, Osinergmin

Elaboración. Propia

De las Tablas 4-40 y 4-41 se puede observar:

- El Costo Marginal Promedio, periodo 2019 al 2025, es de 26.31 US\$/MWh, siendo superior al caso anterior (optimización de contratos).
- Las dos empresas de mayor compra de Energía (Transferencias) son Enel y Engie, con 29.16 TWh en el periodo 2019 y 2025, aparte de Kallpa, Electroperú, Statkraft y Egesur.
- Las tres empresas con mayores compras en el mercado *spot* (valorización de Transferencias), corresponden a Enel, Engie y Statkraft.



- El GN pagado y no consumido, periodo 2019 al 2025, asciende a 626 millones US\$, distribuido entre las 7 empresas que utilizan GN de Camisea a excepción de Termochilca. Las tres empresas que asumen un mayor desembolso por dicho concepto corresponden a Kallpa, Enel y Egasa.

#### 4.7.3. Optimización convirtiendo a costo variable el Suministro, Transporte y Distribución

Para el presente caso, dado que se convierte a variable el Suministro, Transporte y Distribución, las magnitudes equivalentes de las centrales que se encontraban en la columna Central 1 y Central 2 (del numeral 4.7.1), se adicionan a la columna Central 3.

En ese sentido, en la Tabla 4-42 se muestra la descomposición de las centrales equivalentes de acuerdo a los niveles de *Take or Pay*, CRD y CM:

Tabla 4-42 Centrales equivalente (en MW)

Centrales a GN de Camisea	Central 1	Capacidades (MW)		Total
		Central 2	Central 3	
CT Pisco a GN	0	0	71	71
CT Independencia a GN	0	0	23	23
CT Ventanilla CC a GN	0	0	479	479
CT Santa Rosa a GN	0	0	154	154
CT Santa Rosa TG7 a GN	0	0	109	109
CT Chilca CC a GN	0	0	873	873
CT Chilca 2 CC a GN	0	0	112	112
CT Fénix CC a GN	0	0	562	562
CT Kallpa CC a GN	0	0	866	866
CT Las Flores CS a GN	0	0	197	197
CT Termochilca CC a GN	0	0	307	307
CT Oquendo CS a GN	0	0	29	29
Total de CT a GN de Camisea	0	0	3782	3782
	0%	0%	100%	100%

Fuente. Osinergmin, COES  
Elaboración Propia

La principal diferencia con el numeral 4.7.2 corresponde a la consideración del costo de Distribución, es decir, el costo variable de la Central 3, es la suma del costo de Suministro, Transporte y Distribución (similar a la Opción Regulatoria 3).

Con los datos anteriores, se procede a simular la inclusión de estas unidades en el modelo de optimización del despacho, utilizando el programa SDDP, a continuación, con la Tabla 4-43 se muestra los resultados de la producción y ventas de las empresas analizadas.

Tabla 4-43 Producción y Ventas (en GWh)

Generación Hidro (GWh)							
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	669	704	682	671	667	670	705
Egesur	156	145	144	144	144	145	136
Enel	3,411	3,389	3,404	3,375	3,388	3,402	3,433
Engie	1,470	1,475	1,470	1,468	1,470	1,475	1,469
Fenix	-	-	-	-	-	-	-
Kallpa	3,041	3,145	3,051	3,124	3,208	3,215	3,188
Termochilca	-	-	-	-	-	-	-
Chaglla	2,882	2,767	2,882	2,754	2,976	2,987	2,976
Celepsa	1,237	1,246	1,236	1,235	1,235	1,239	1,240
Egemsa	1,294	1,299	1,294	1,294	1,294	1,299	1,294
San Gaban	768	769	763	761	763	768	765
Electroperu	6,315	6,348	6,334	6,353	6,719	6,748	6,710
Statkraft	1,679	1,672	1,676	1,677	1,671	1,677	1,668
Orazul	2,309	2,317	2,309	2,309	2,309	2,317	2,317

Generación Térmica (GWh)							
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	-	-	1	13	17	44	101
Egesur	2	6	13	44	13	32	63
Enel	3,640	2,355	1,161	2,520	4,725	6,226	6,570
Engie	4,579	5,627	7,207	7,073	4,957	7,314	7,964
Fenix	4,739	4,852	4,912	4,923	4,923	4,937	4,923
Kallpa	1,049	3,215	5,026	6,269	8,130	5,452	6,938
Termochilca	2,594	2,605	2,598	2,598	2,598	2,605	2,598
Chaglla	-	-	-	-	-	-	-
Celepsa	-	-	-	-	-	-	-
Egemsa	-	-	-	-	-	-	-
San Gaban	-	-	-	-	-	-	-
Electroperu	-	-	-	2	2	5	11
Statkraft	-	-	-	-	-	-	-
Orazul	1,399	1,401	1,399	1,397	1,424	1,428	1,430

Generación Total (GWh)							
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	669	704	684	684	684	714	806
Egesur	158	151	157	187	157	176	199
Enel	7,051	5,744	4,564	5,894	8,113	9,628	10,003
Engie	6,049	7,103	8,677	8,541	6,426	8,789	9,433
Fenix	4,739	4,852	4,912	4,923	4,923	4,937	4,923
Kallpa	4,090	6,359	8,077	9,392	11,338	8,667	10,126
Termochilca	2,594	2,605	2,598	2,598	2,598	2,605	2,598
Chaglla	2,882	2,767	2,882	2,754	2,976	2,987	2,976
Celepsa	1,237	1,246	1,236	1,235	1,235	1,239	1,240
Egemsa	1,294	1,299	1,294	1,294	1,294	1,299	1,294
San Gaban	768	769	763	761	763	768	765
Electroperu	6,315	6,348	6,334	6,355	6,721	6,753	6,722
Statkraft	1,679	1,672	1,676	1,677	1,671	1,677	1,668
Orazul	3,708	3,719	3,708	3,706	3,733	3,746	3,747

Ventas (GWh)							
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	683	662	660	614	614	83	83
Egesur	197	198	197	197	177	178	177
Enel	10,197	11,387	10,039	9,346	9,098	9,418	9,549
Engie	9,501	10,151	9,954	8,747	9,185	9,289	9,352
Fenix	2,751	3,901	3,891	3,612	3,536	2,737	2,729
Kallpa	10,548	10,273	8,994	7,410	7,514	7,827	7,815
Termochilca	1,382	3,113	3,053	2,215	1,820	1,923	1,917
Chaglla	1,716	1,720	1,716	1,716	1,716	1,720	1,716
Celepsa	1,031	939	882	878	735	737	735
Egemsa	371	372	348	153	78	78	78
San Gaban	142	118	117	141	82	35	35
Electroperu	6,751	8,512	8,469	8,017	7,442	7,599	7,333
Statkraft	2,106	3,796	3,637	3,182	2,729	2,609	2,480
Orazul	2,006	4,078	4,237	4,304	4,087	3,356	2,933

Fuente. COES, Osinergmin  
Elaboración. Propia

Tabla 4-44 Costo Marginal (US\$/MWh), Transferencias (en GWh y K US\$) y Transferencias más Gas pagado y no consumido (en K US\$)

Costos Marginales (US\$/MWh)							
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CMg	22.58	23.54	24.64	28.54	27.67	32.86	43.74

Transferencia (GWh)							
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	13	42	24	71	70	631	723
Egesur	39	46	40	10	20	1	22
Enel	3,146	5,643	5,475	3,451	985	210	454
Engie	3,453	3,049	1,277	206	2,759	500	81
Fenix	1,988	951	1,021	1,311	1,387	2,199	2,194
Kalpa	6,459	3,913	917	1,982	3,825	840	2,311
Termochilca	1,212	508	455	383	778	682	681
Chaglla	1,167	1,048	1,167	1,038	1,260	1,267	1,260
Celepsa	206	307	354	357	500	502	505
Egema	923	926	947	1,142	1,217	1,221	1,217
San Gaban	626	651	646	620	681	732	729
Electroperu	436	2,164	2,135	1,662	721	846	612
Statkraft	427	2,124	1,960	1,505	1,058	932	812
Orazul	1,702	359	529	598	353	390	814

Valorización de Transferencia (K US\$)							
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	357	949	455	1,637	1,775	20,763	33,762
Egesur	912	1,122	998	134	576	255	2,883
Enel	70,810	133,303	133,125	91,641	22,255	10,796	29,788
Engie	76,708	70,264	31,089	4,353	69,054	11,630	14,326
Fenix	45,036	22,470	25,186	37,481	38,394	72,303	96,109
Kalpa	145,536	90,464	20,450	62,378	103,693	49,495	135,067
Termochilca	27,384	11,942	11,199	10,951	21,539	22,434	29,794
Chaglla	25,909	24,109	27,526	25,589	31,705	34,149	40,434
Celepsa	4,360	6,843	8,152	8,084	12,376	12,561	13,255
Egema	20,760	21,680	23,106	31,843	33,124	38,651	49,994
San Gaban	626	651	646	620	681	732	729
Electroperu	9,844	50,973	52,685	47,266	20,122	28,219	25,462
Statkraft	9,898	50,329	48,709	44,891	30,485	33,993	41,683
Orazul	38,044	8,988	14,057	20,525	12,088	7,122	23,747

Valorización de Transferencia + Gas Pagado y no consumido (K US\$)							
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	14,040	13,595	14,193	12,731	12,649	7,161	22,005
Egesur	5,740	5,897	5,574	3,854	5,301	3,927	455
Enel	86,720	182,541	211,985	138,659	41,070	10,796	29,788
Engie	101,273	84,217	31,089	6,169	98,249	11,630	14,326
Fenix	43,024	21,919	25,186	37,481	38,394	72,303	96,109
Kalpa	226,812	143,175	42,940	50,932	100,366	16,331	120,418
Termochilca	27,384	11,942	11,199	10,951	21,539	22,434	29,794
Chaglla	25,909	24,109	27,526	25,589	31,705	34,149	40,434
Celepsa	4,360	6,843	8,152	8,084	12,376	12,561	13,255
Egema	20,760	21,680	23,106	31,843	33,124	38,651	49,994
San Gaban	626	651	646	620	681	732	729
Electroperu	9,844	50,973	52,685	47,266	20,122	28,219	25,462
Statkraft	9,898	50,329	48,709	44,891	30,485	33,993	41,683
Orazul	38,044	8,988	14,057	20,525	12,088	7,122	23,747

Fuente. COES, Osinergmin  
Elaboración Propia

De las Tablas 4-43 y 4-44 se observa:

- El Costo Marginal Promedio, periodo 2019 al 2025, es de 29.08 US\$/MWh, siendo superior a los dos casos anteriores (optimización de contratos y haciendo variable el Suministro y Transporte).

- Las dos empresas de mayor compra de Energía (Transferencias) son Enel y Engie, con 29.19 TWh en el periodo 2019 y 2025, aparte de Kallpa, Electroperú, Statkraft y Egesur.
- Las tres empresas con mayores compras en el mercado *spot* (valorización de Transferencias), corresponden a Enel, Statkraft y Engie.
- El GN pagado y no consumido, periodo 2019 al 2025, asciende a 628 millones US\$, distribuido entre las 7 empresas que utilizan GN de Camisea a excepción de Termochilca. Las tres empresas que asumen un mayor desembolso por dicho concepto corresponden a Kallpa, Enel y Egasa.

#### 4.7.4. Optimización convirtiendo a costo variable el Suministro

Para el presente caso, dado que se convierte a variable el Suministro, las magnitudes equivalentes de las centrales que se encontraban en la columna Central 1 (del numeral 4.7.1), se adicionan a la columna Central 2, en ese sentido, en la Tabla 4-45 se muestra la descomposición de las centrales equivalentes de acuerdo a los niveles de *Take or Pay*, CRD y CM:

Tabla 4-45 Centrales equivalentes (en MW)

Centrales a GN de Camisea	Central 1	Capacidades (MW)		Total
		Central 2	Central 3	
CT Pisco a GN	0	68	3	71
CT Independencia a GN	0	23	0	23
CT Ventanilla CC a GN	0	479	0	479
CT Santa Rosa a GN	0	142	12	154
CT Santa Rosa TG7 a GN	0	0	109	109
CT Chilca CC a GN	0	873	0	873
CT Chilca 2 CC a GN	0	27	85	112
CT Fénix CC a GN	0	562	0	562
CT Kallpa CC a GN	0	866	0	866
CT Las Flores CS a GN	0	185	12	197
CT Termochilca CC a GN	0	307	0	307
CT Oquendo CS a GN	0	29	0	29
Total de CT a GN de Camisea	0	3561	221	3782
	0%	94%	6%	100%

Fuente. Osinergmin, COES  
Elaboración. Propia

Con los datos anteriores, se procede a simular la inclusión de estas unidades en el modelo de optimización del despacho, utilizando el programa SDDP, a continuación, en la Tabla 4-46 se muestra los resultados de la producción y ventas de las empresas analizadas:

Tabla 4-46 Producción y Ventas (en GWh)

Generación Hidro (GWh)							
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	662	687	674	668	666	671	705
Egesur	188	208	220	219	180	155	133
Enel	3,386	3,402	3,408	3,362	3,374	3,397	3,449
Engie	1,469	1,476	1,471	1,465	1,473	1,475	1,469
Fenix	-	-	-	-	-	-	-
Kallpa	3,038	3,145	3,044	3,119	3,207	3,214	3,187
Termochilca	-	-	-	-	-	-	-
Chaglla	2,882	2,767	2,883	2,754	2,976	2,987	2,976
Celepsa	1,238	1,246	1,236	1,235	1,235	1,237	1,239
Egema	1,294	1,299	1,294	1,295	1,294	1,299	1,294
San Gaban	767	768	757	760	762	767	764
Electroperu	6,333	6,348	6,335	6,328	6,719	6,742	6,702
Statkraft	1,681	1,672	1,677	1,678	1,671	1,677	1,669
Orazul	2,308	2,316	2,308	2,309	2,309	2,317	2,317

Generación Térmica (GWh)							
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	1	3	7	48	39	107	216
Egesur	1	2	7	31	89	108	129
Enel	4,104	2,569	1,144	2,642	4,450	5,362	5,902
Engie	2,247	4,857	7,134	6,869	5,413	7,118	7,804
Fenix	3,880	4,585	4,920	4,923	4,922	4,937	4,923
Kallpa	3,747	3,959	5,058	6,361	7,845	6,415	7,686
Termochilca	2,597	2,605	2,598	2,598	2,598	2,605	2,598
Chaglla	-	-	-	-	-	-	-
Celepsa	-	-	-	-	-	-	-
Egema	-	-	-	-	-	-	-
San Gaban	-	-	-	-	-	-	-
Electroperu	-	-	-	2	2	4	10
Statkraft	-	-	-	-	-	-	-
Orazul	1,399	1,401	1,399	1,397	1,424	1,428	1,430

Generación Total (GWh)							
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	663	690	681	716	706	778	921
Egesur	189	210	226	250	269	263	262
Enel	7,490	5,971	4,552	6,003	7,823	8,759	9,351
Engie	3,716	6,333	8,606	8,334	6,886	8,593	9,274
Fenix	3,880	4,585	4,920	4,923	4,922	4,937	4,923
Kallpa	6,785	7,105	8,102	9,480	11,053	9,629	10,873
Termochilca	2,597	2,605	2,598	2,598	2,598	2,605	2,598
Chaglla	2,882	2,767	2,883	2,754	2,976	2,987	2,976
Celepsa	1,238	1,246	1,236	1,235	1,235	1,237	1,239
Egema	1,294	1,299	1,294	1,295	1,294	1,299	1,294
San Gaban	767	768	757	760	762	767	764
Electroperu	6,333	6,348	6,335	6,330	6,720	6,747	6,712
Statkraft	1,681	1,672	1,677	1,678	1,671	1,677	1,669
Orazul	3,707	3,718	3,707	3,706	3,733	3,745	3,747

Ventas (GWh)							
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	683	662	660	614	614	83	83
Egesur	197	198	197	197	177	178	177
Enel	10,197	11,387	10,039	9,346	9,098	9,418	9,549
Engie	9,501	10,151	9,954	8,747	9,185	9,289	9,352
Fenix	2,751	3,901	3,891	3,612	3,536	2,737	2,729
Kallpa	10,548	10,273	8,994	7,410	7,514	7,827	7,815
Termochilca	1,382	3,113	3,053	2,215	1,820	1,923	1,917
Chaglla	1,716	1,720	1,716	1,716	1,716	1,720	1,716
Celepsa	1,031	939	882	878	735	737	735
Egema	371	372	348	153	78	78	78
San Gaban	142	118	117	141	82	35	35
Electroperu	6,751	8,512	8,469	8,017	7,442	7,599	7,333
Statkraft	2,106	3,796	3,637	3,182	2,729	2,609	2,480
Orazul	2,006	4,078	4,237	4,304	4,087	3,356	2,933

Fuente. COES, Osinergmin  
Elaboración. Propia

Tabla 4-47 Costo Marginal (US\$/MWh), Transferencias (en GWh y K US\$) y Transferencias más GN pagado y no consumido (en K US\$)

Costos Marginales (US\$/MWh)							
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CMg	12.93	13.64	14.39	17.52	20.33	25.13	36.79

Transferencia (GWh)							
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	- 19	28	21	102	92	696	839
Egesur	- 8	12	29	53	92	85	84
Enel	- 2,707	- 5,416	- 5,487	- 3,342	- 1,275	- 658	- 197
Engie	- 5,785	- 3,818	- 1,349	- 413	- 2,299	- 696	- 78
Fenix	1,129	684	1,029	1,311	1,386	2,199	2,194
Kalpa	- 3,763	- 3,168	- 892	2,070	3,539	1,802	3,058
Termochicka	1,215	- 508	- 455	383	778	682	681
Chaglla	1,167	1,048	1,167	1,038	1,260	1,267	1,260
Celepsa	207	307	355	357	500	500	504
Egempsa	923	926	947	1,142	1,217	1,221	1,217
San Gaban	626	650	640	619	681	731	729
Electroperu	- 419	- 2,164	- 2,134	- 1,687	- 721	- 853	- 621
Statkraft	- 425	- 2,124	- 1,960	- 1,504	- 1,058	- 932	- 812
Orazul	1,701	- 360	- 530	- 599	- 354	390	814

Valorización de Transferencia (K US\$)							
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	- 274	342	222	1,687	1,690	18,248	34,202
Egesur	- 99	187	444	1,242	2,404	3,011	4,964
Enel	- 35,017	- 74,335	- 77,805	- 53,126	- 19,304	- 7,417	- 13,478
Engie	- 74,801	- 51,143	- 19,249	- 6,661	- 36,565	- 12,020	- 7,696
Fenix	14,780	9,522	14,821	23,019	28,215	55,294	80,895
Kalpa	- 47,783	- 42,077	- 11,199	41,076	71,509	65,104	138,878
Termochicka	15,709	- 6,922	- 6,543	6,718	15,856	17,155	25,071
Chaglla	14,819	13,843	15,838	14,888	20,167	23,079	30,818
Celepsa	2,520	3,938	4,719	4,736	7,701	8,128	9,752
Egempsa	11,884	12,546	13,481	19,498	23,884	29,163	41,609
San Gaban	626	650	640	619	681	731	729
Electroperu	- 5,414	- 29,539	- 30,757	- 29,637	- 14,808	- 21,824	- 21,343
Statkraft	- 5,626	- 29,202	- 28,519	- 27,823	- 23,631	- 27,464	- 36,299
Orazul	21,770	- 5,311	- 8,376	- 13,170	- 11,094	3,352	17,741

Valorización de Transferencia + Gas Pagado y no consumido (K US\$)							
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egasa	- 13,892	- 14,062	- 14,140	- 10,926	- 11,599	6,881	26,160
Egesur	- 4,961	- 4,703	- 4,361	- 2,800	- 67	926	3,505
Enel	- 40,577	- 118,362	- 156,965	- 98,226	- 32,405	- 8,808	- 13,217
Engie	- 125,180	- 67,762	- 19,249	- 8,577	- 52,942	- 12,020	- 7,696
Fenix	- 4,562	3,665	14,821	23,019	28,215	55,294	80,895
Kalpa	- 98,660	- 90,880	- 33,559	29,735	71,509	45,424	134,526
Termochicka	15,709	- 6,922	- 6,543	6,718	15,856	17,155	25,071
Chaglla	14,819	13,843	15,838	14,888	20,167	23,079	30,818
Celepsa	2,520	3,938	4,719	4,736	7,701	8,128	9,752
Egempsa	11,884	12,546	13,481	19,498	23,884	29,163	41,609
San Gaban	626	650	640	619	681	731	729
Electroperu	- 5,414	- 29,539	- 30,757	- 29,637	- 14,808	- 21,824	- 21,343
Statkraft	- 5,626	- 29,202	- 28,519	- 27,823	- 23,631	- 27,464	- 36,299
Orazul	21,770	- 5,311	- 8,376	- 13,170	- 11,094	3,352	17,741

Fuente. COES, Osinergmin  
Elaboración. Propia

De la Tabla 4-46 y 4-47 se observa:

- El Costo Marginal Promedio, periodo 2019 al 2025, es de 20.10 US\$/MWh, siendo superior al caso optimización de contratos, pero inferior al caso de convertir a variable el Suministro y Transporte.
- Las dos empresas de mayor compra de Energía (Transferencias) son Enel y Engie, con 33.52 TWh en el periodo 2019 y 2025, aparte de Electroperú y Statkraft.
- Las tres empresas con mayores compras en el mercado *spot* (valorización de Transferencias), corresponden a Enel, Engie y Stat Kraft.

- El GN pagado y no consumido, periodo 2019 al 2025, asciende a 569 M US\$, distribuido entre las 7 empresas que utilizan GN de Camisea a excepción de Termochilca. Las tres empresas que asumen un mayor desembolso por dicho concepto corresponden a Enel, Kallpa y Egasa.

#### 4.7.5. Resumen de modelamiento

De acuerdo con los numerales anteriores (4.7.1 al 4.7.4), se observa que, al requerir que los Costos Marginales de Energía (en US\$/MWh) consideren de manera variable el Suministro y Transporte de GN (numeral 4.7.2) o el Suministro, Transporte y Distribución de GN (numeral 4.7.3), dicho modelamiento de optimización equivaldría a utilizar un esquema de compra única de GN (comprador único) o la existencia de un mercado secundario que compense a las Generadoras el volumen de Transporte y Distribución de GN no consumido.

A continuación, en la Tabla 4-48 se muestra un resumen de las tres variables principales:

Tabla 4-48 Costos Marginales (US\$/MWh), consumo de GN (en MPC) y GN pagado y no consumido (en MPC)

Costos Marginales (US\$/MWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Prom
Optimización de Contratos	7.85	9.18	11.04	14.83	14.97	18.93	31.72	15.50
Optimización haciendo variable Sx y Tx	19.84	21.17	21.67	25.50	24.57	29.85	41.54	26.31
Optimización haciendo variable Sx, Tx y Dx	22.58	23.54	24.64	28.54	27.67	32.86	43.74	29.08
Optimización haciendo variable Sx	12.93	13.64	14.39	17.52	20.33	25.13	36.79	20.10

Consumo de Gas (M PC)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Optimización de Contratos	110,970,826	122,967,117	135,769,399	150,990,418	161,822,017	169,520,035	185,170,540	1,037,210,351
Optimización haciendo variable Sx y Tx	101,721,212	114,908,530	129,736,205	147,040,269	157,378,243	165,490,542	182,187,100	998,462,101
Optimización haciendo variable Sx, Tx y Dx	101,801,468	114,969,260	129,513,084	146,329,735	157,311,128	165,156,643	181,336,356	996,417,675
Optimización haciendo variable Sx	102,080,161	114,626,517	129,342,062	147,130,341	157,579,092	165,982,590	183,110,528	999,851,291

Gas pagado y no consumido (M PC)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Optimización de Contratos	19,295,815	12,995,487	7,584,015	3,885,259	2,886,614	1,590,124	151,821	48,389,135
Optimización haciendo variable Sx y Tx	38,306,862	35,139,095	30,324,093	19,338,979	17,140,411	12,141,977	6,747,269	159,138,686
Optimización haciendo variable Sx, Tx y Dx	38,248,893	35,133,439	30,473,212	19,516,914	17,137,082	12,173,692	6,981,061	159,664,294
Optimización haciendo variable Sx	38,433,238	34,836,770	30,498,362	18,689,602	11,000,685	8,252,956	3,314,359	145,025,972

Nota: Sx, Tx y Dx corresponden al Suministrador, Transportista y Distribuidora de GN respectivamente.

Fuente. COES, Osinergmin

Elaboración. Propia

De la Tabla 4-48, una de las principales conclusiones que se obtiene nos dice que si se hace variable el Suministro y Transporte (Optimización haciendo variables Sx y Tx, numeral 4.7.2), o si se hace variable el Suministro, Transporte y Distribución (Optimización haciendo variables Sx, Tx y Dx, numeral 4.7.3); se optimiza el uso o consumo de GN de Camisea, a la

vez que permite que se incrementen los Costos Marginales de Energía, recuperando así la señal de precios.

Asimismo, como consecuencia de la magnitud de dicho Costo Marginal (26.31 y 29.08 USD/MWh para los numerales 4.7.2 y 4.7.3 respectivamente), se reduce el Cargo Prima RER.

#### 4.7.6. Conclusión

En el escenario propuesto, programación centralizada de los contratos de gas, donde se hace variable los costos de Suministro, Transporte y Distribución, permite incorporar en los costos variables, de las Generadoras que poseen unidades de Generación termoeléctrica, tales costos, tales costos de GN. Dicho escenario propuesto presenta dos ventajas importantes, y donde la segunda es consecuencia de la primera, para ello, se presenta la Tabla 4-49, donde se analizan las opciones de optimización incluida la opción de hacer variable el Suministro, Transporte y Distribución.

Asimismo, el periodo evaluado corresponde a un mediano plazo, similar al evaluado en las Opciones Regulatorias del numeral 4.6, es decir, hasta el año 2022, fecha en que se firmaran nuevos contratos para el Suministro de GN.

Tabla 4-49 Costos Marginales (US\$/MWh), consumo de GN (en MPC) y GN pagado y no consumido (en MPC)

Costos Marginales (US\$/MWh)	2019	2020	2021	2022	Prom
Optimización de Contratos	7.85	9.18	11.04	14.83	11.57
Optimización haciendo variable Sx y Tx	19.84	21.17	21.67	25.50	22.55
Optimización haciendo variable Sx, Tx y Dx	22.58	23.54	24.64	28.54	25.39
Optimización haciendo variable Sx	12.93	13.64	14.39	17.52	15.76

Consumo de Gas (M PC)	2019	2020	2021	2022	Total
Optimización de Contratos	110,970,826	122,967,117	135,769,399	150,990,418	682,519,777
Optimización haciendo variable Sx y Tx	101,721,212	114,908,530	129,736,205	147,040,269	650,784,459
Optimización haciendo variable Sx, Tx y Dx	101,801,468	114,969,260	129,513,084	146,329,735	649,924,676
Optimización haciendo variable Sx	102,080,161	114,626,517	129,342,062	147,130,341	650,758,172

Gas pagado y no consumido (M PC)	2019	2020	2021	2022	Total
Optimización de Contratos	19,295,815	12,995,487	7,584,015	3,885,259	46,647,189
Optimización haciendo variable Sx y Tx	38,306,862	35,139,095	30,324,093	19,338,979	140,249,440
Optimización haciendo variable Sx, Tx y Dx	38,248,893	35,133,439	30,473,212	19,516,914	140,509,540
Optimización haciendo variable Sx	38,433,238	34,836,770	30,498,362	18,689,602	133,458,657

Nota: Sx, Tx y Dx corresponden al Suministrador, Transportista y Distribuidora de GN respectivamente.

Fuente. COES, Osinergmin  
Elaboración. Propia



La Tabla 4-49, permite establecer la primera ventaja, que nos dice que, si se hace variable el Suministro, Transporte y Distribución (*Optimización haciendo variables Sx, Tx y Dx, numeral 4.6.3*), se optimiza el uso o consumo de GN de Camisea (649,924.676 MPC para el periodo 2019 al 2022).

Asimismo, la segunda ventaja de la conversión a variable el Suministro, Transporte y Distribución, permite que se incrementen los Costos Marginales de Energía (25.39 USD/MWh promedio), y de esta manera se reduce el Cargo Prima RER, como puede observarse en la Tabla 4-50:

Tabla 4-50 Valorización de la Prima RER (en Millones US\$)

Año	Condición actual	Optimización haciendo	Ahorro: [1] - [2]
	DPG y precio mínimo [2]	variable Sx, Tx y Dx [1]	
	Millones US\$	Millones US\$	Millones US\$
2019	269	213	57
2020	270	213	57
2021	282	223	60
2022	263	210	54
<b>Total</b>	<b>1085</b>	<b>858</b>	<b>227</b>

Nota: Sx, Tx y Dx corresponden al Suministrador, Transportista y Distribuidora de GN respectivamente.

Fuente. Osinergmin, COES

Elaboración propia

Conforme a la Tabla 4-49 y Tabla 4-50, se percibe un ahorro del recurso energético del GN, así como, un ahorro económico del Cargo Prima RER, que asciende a 227 millones de US\$, el cual es pagado por todos los Usuarios eléctricos.

En términos cualitativos, la Opción Regulatoria N° 5 tiene un mejor comportamiento respecto a los atributos elegidos tanto a nivel cualitativo como cuantitativo (Véase los Gráficos 4-3 a 4-9)

Gráfico 4-3 Comportamiento de opciones respecto a atributos elegidos (cuadro general)

**Matriz de Atributos**

Atributo	Opción 1 Declaración con Precio Mínimo	Opción 2 Variabilizar Suministro	Opción 3 Variabilizar Suministro, Transporte y distribución	Opción 4 Declaración anterior (sin precio mínimo)	Opción 5 Variabilizar Suministro, Transporte y distribución + Coordinación
Mitigación de inflexibilidad contractual	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Significativa
Eficiencia asignativa (se optimiza el recurso de GN)	Poca	Regular	Significativa	Ninguna	Significativa
Recuperación de la señal de precios	Ninguna	Regular	Significativa	Ninguna	Significativa
Con un enfoque a mediano plazo (no sólo a corto plazo)	Ninguna	Ninguna	Regular	Ninguna	Significativa
Reducción del cargo de prima RER	Poca	Regular	Significativa	Ninguna	Significativa

La **opción regulatoria 5**, se convierte en la mejor opción, pues mitiga la inflexibilidad contractual, optimizando el recurso de GN. Asimismo, tal opción, recupera la señal de precios y como consecuencia, permite una reducción del cargo prima RER.

Fuente y elaboración. Propia

Gráfico 4-4. Comportamiento de opciones respecto a atributos elegidos (cuadro cuantitativo)

**Matriz de Atributos Cuantitativos**

Atributo	Opción 1 Declaración con Precio Mínimo	Opción 2 Variabilizar Suministro	Opción 3 Variabilizar Suministro, Transporte y distribución	Opción 4 Declaración anterior (sin precio mínimo)	Opción 5 Variabilizar Suministro, Transporte y distribución + Coordinación
Eficiencia asignativa (se optimiza el recurso de GN)	<b>Poca</b> Consumo GN (2019-2022): 564,700 Miles KPC	<b>Regular</b> Consumo GN (2019-2022): 543,657 Miles KPC	<b>Significativa</b> Consumo GN (2019-2022): 517,101 Miles KPC	<b>Ninguna</b> Consumo GN (2019-2022): 568,735 Miles KPC	<b>Significativa</b> Consumo GN (2019-2022): 517,101 Miles KPC
Recuperación de la señal de precios	<b>Ninguna</b> CMg promedio (2019 – 2022): 12 USD/MWh	<b>Regular</b> CMg promedio (2019 – 2022): 18 USD/MWh	<b>Significativa</b> CMg promedio (2019 – 2022): 26 USD/MWh	<b>Ninguna</b> CMg promedio (2019 – 2022): 13 USD/MWh	<b>Significativa</b> CMg promedio (2019 – 2022): 26 USD/MWh
Reducción del cargo de prima RER	<b>Poca</b> Cargo Prima RER (2019-2022): 1085 Millones US\$	<b>Regular</b> Cargo Prima RER (2019-2022): 981 Millones US\$	<b>Significativa</b> Cargo Prima RER (2019-2022): 834 Millones US\$	<b>Ninguna</b> Cargo Prima RER (2019-2022): 1054 Millones US\$	<b>Significativa</b> Cargo Prima RER (2019-2022): 834 Millones US\$

Fuente y elaboración. Propia

Gráfico 4-5 Mitigación de Inflexibilidad Contractual

**Mitigación de Inflexibilidad Contractual**

Atributo	Opción 1 Declaración con Precio Mínimo	Opción 2 Variabilizar Suministro	Opción 3 Variabilizar Suministro, Transporte y distribución	Opción 4 Declaración anterior (sin precio mínimo)	Opción 5 Variabilizar Suministro, Transporte y distribución + Coordinación
Mitigación de inflexibilidad contractual	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Significativa

Las opciones regulatorias de 1 a la 4, no mitigan la inflexibilidad contractual, pues ninguna recomienda una forma eficiente de contratación (contratación descentralizada).

Sólo la opción regulatorias de 5, mitiga la inflexibilidad contractual, pues implica:

**1. Coordinación obligatoria** (a cargo del COES, por ejemplo) para optimizar el uso de las cláusulas Make Up o Carry Forward.



**2. Creación de una bolsa común** de los contratos de suministro, transporte y distribución de gas, administrada mediante un fideicomiso.

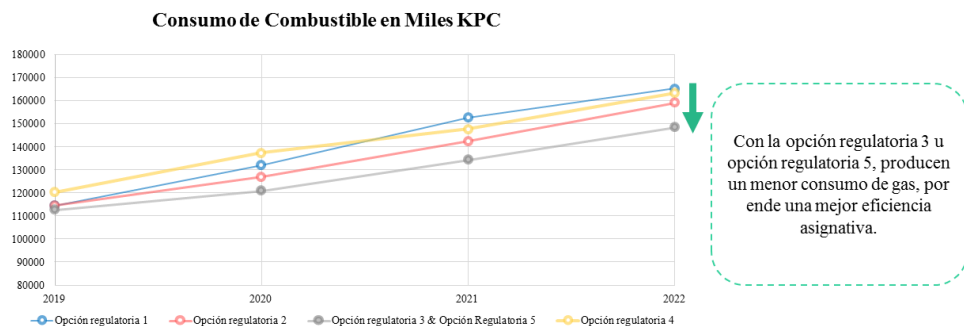


**3. Programación de forma centralizada de las magnitudes a ser contratadas** por las empresas titulares de unidades de generación a gas, minimizando el nivel del *Take or Pay*.

Fuente y elaboración. Propia

Gráfico 4-6 Eficiencia Asignativa

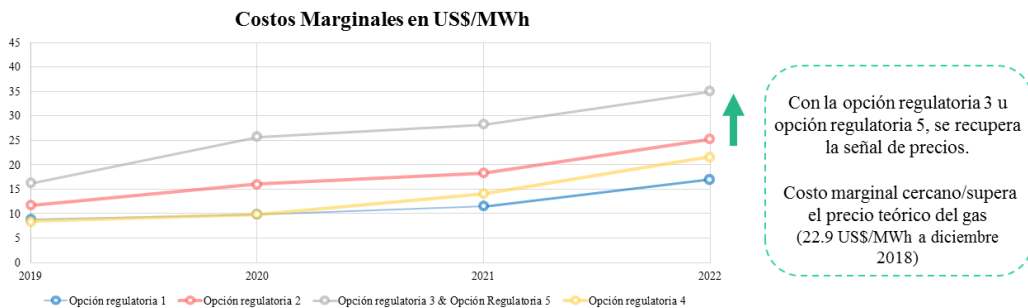
Eficiencia Asignativa					
Atributo	Opción 1 Declaración con Precio Mínimo	Opción 2 Variabilizar Suministro	Opción 3 Variabilizar Suministro, Transporte y distribución	Opción 4 Declaración anterior (sin precio mínimo)	Opción 5 Variabilizar Suministro, Transporte y distribución + Coordinación
Mitigación de inflexibilidad contractual	Poca	Regular	Significativa	Ninguna	Significativa



Fuente y elaboración. Propia

Gráfico 4-7 Recuperación de la señal de precios

Recuperación de la señal de precios					
Atributo	Opción 1 Declaración con Precio Mínimo	Opción 2 Variabilizar Suministro	Opción 3 Variabilizar Suministro, Transporte y distribución	Opción 4 Declaración anterior (sin precio mínimo)	Opción 5 Variabilizar Suministro, Transporte y distribución + Coordinación
Recuperación de la señal de precios	Ninguna	Regular	Significativa	Ninguna	Significativa



Fuente y elaboración. Propia

Gráfico 4-8 Con un enfoque a mediano plazo

**Con un enfoque a mediano plazo**

Atributo	Opción 1 Declaración con Precio Mínimo	Opción 2 Variabilizar Suministro	Opción 3 Variabilizar Suministro, Transporte y distribución	Opción 4 Declaración anterior (sin precio mínimo)	Opción 5 Variabilizar Suministro, Transporte y distribución + Coordinación
Con un enfoque a mediano plazo (no solo a corto plazo)	Ninguna	Ninguna	Regular	Ninguna	Significativa

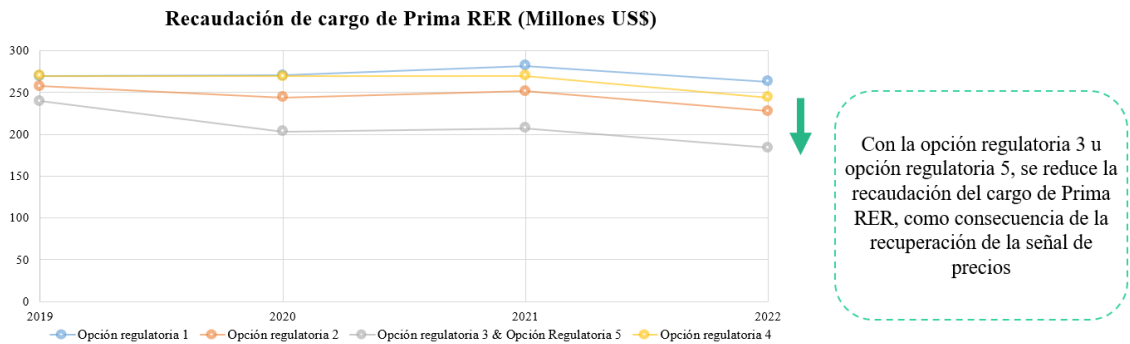
- Las opciones regulatorias 1, 2 y 4, producto de las inflexibilidades contractuales, no permiten responder a escenarios de bajo despacho de las unidades termoeléctricas con niveles elevados de Take or Pay.
- La opción regulatoria 3, mejora la señal de precios en el mercado spot (corto plazo), sin embargo, debido a la falta de centralización para la administración de contratos de gas, se tiene el riesgo de contrataciones ineficientes en el mediano plazo.
- La opción regulatoria 5, presenta un enfoque a mediano plazo pues permite centralizar la administración de los contratos de gas mediante una Fideicomiso/Bolsa de gas, así como, la programación de nuevas capacidades por contratar más eficientes.

Fuente y elaboración. Propia

Gráfico 4-9 Reducción del Cargo Prima RER

**Reducción del cargo prima RER**

Atributo	Opción 1 Declaración con Precio Mínimo	Opción 2 Variabilizar Suministro	Opción 3 Variabilizar Suministro, Transporte y distribución	Opción 4 Declaración anterior (sin precio mínimo)	Opción 5 Variabilizar Suministro, Transporte y distribución + Coordinación
Reducción del Cargo Prima RER	Poca	Regular	Significativa	Ninguna	Significativa



Fuente y elaboración. Propia

## 4.8. Propuesta Regulatoria

### 4.8.1. Propuesta de Mediano Plazo

- Cantidades contratadas de Suministro, Capacidad de Transporte y Capacidad de Distribución.**

Las cantidades de molécula, Capacidad de Transporte y de Capacidad de Distribución actualmente contratada son transferidas a un patrimonio autónomo de carácter fiduciaria. Se variabilizan los costos de Suministro, Transporte y Distribución; es decir, se utilizan los costos auditados para su valorización en el despacho económico.

El COES centraliza las cantidades contratadas de Suministro, Transporte y Distribución de GN, desde la perspectiva de asegurar confiabilidad y seguridad al sistema.

El COES gestiona la nominación del Suministro de GN, el ejercicio de las cláusulas *Make Up* y *Curry Forward* por parte del COES a efectos de garantizar el mínimo costo del sistema. En caso exista Suministro, Capacidad de Transporte y Capacidad de Distribución que no se pueda utilizar y se tenga por pagar al Suministrador, Transportista y Distribuidora se tendrá que recurrir a un Cargo asociado al peaje de Transmisión por concepto de cambio regulatorio. **Cantidades no contratadas de Suministro Capacidad de Transporte y Capacidad de Distribución.**

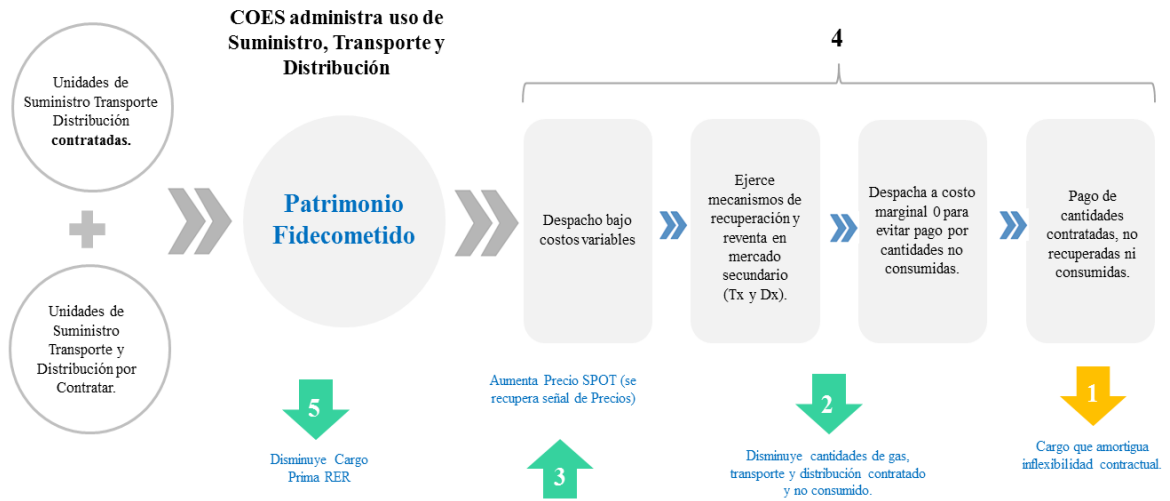
La propuesta es similar a la señalada en el numeral anterior, con el siguiente componente. La programación de las cantidades de Suministro, Capacidad de Transporte y Capacidad de Distribución es definida centralizadamente por el COES.

Ambas (i) y (ii) generan lo siguiente:

- (i) Elevan el precio *spot* al nivel de costos reales auditados.
- (ii) Reducen la remuneración por Suministro, Transporte y Distribución pagado y no utilizado.
- (iii) Se recupera la señal de precios (Eficiencia Asignativa).
- (iv) Se reduce el Cargo Prima RER en el mediano plazo y por ende las tarifas de los Usuarios Regulados.

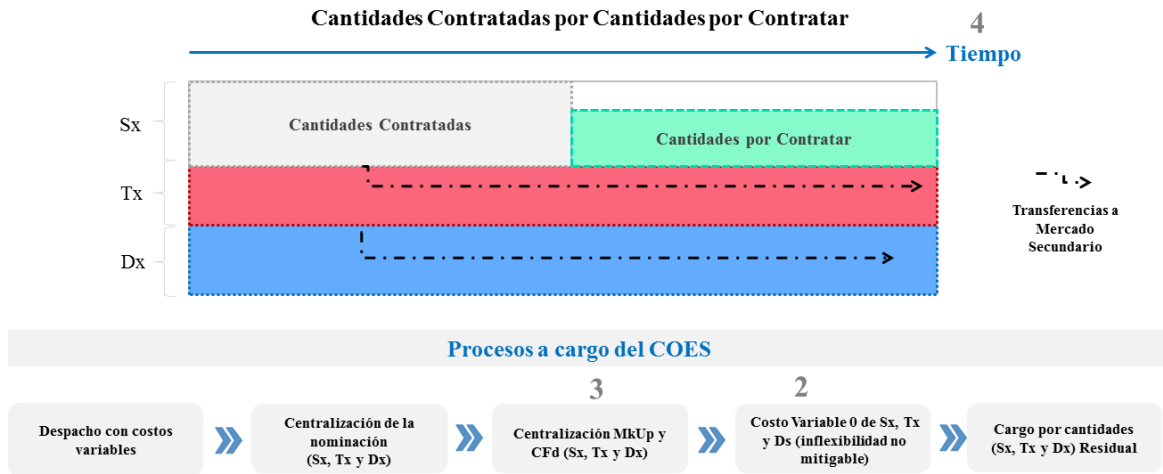
El funcionamiento de la propuesta tiene los procesos señalados en el Gráfico 4-10.

Gráfico 4-10 Funcionamiento de propuesta regulatoria



Fuente y elaboración. Propia

Gráfico 4-11 Cantidades contratadas por cantidades por contratar



Fuente y elaboración. Propia

### Fin de vigencia del Fideicomiso

El Fideicomiso tiene una duración indeterminada pero flexible en su terminación. Recuérdese que el fideicomiso tiene caracteres de mecanismo de administración a través de una titularidad fiduciaria de las unidades contratadas de Suministro, Transporte y Distribución.

Dicha titularidad es provisional. En dicho contexto, decidida la finalización del fideicomiso, los activos son transferidos las Generadoras.

Una programación optimizada de la contratación hace que las cantidades de Suministro, Transporte y Distribución sean iguales al consumo medio de las unidades de Generación. Bajo la premisa de que existe incertidumbre sobre el porcentaje de penetración de la Generación RER no convencional, existe el riesgo que la contratación sea sobredimensionada. En dicho contexto, se sugiere que la contratación sea por corto a mediano plazo, a fin de mitigar ese riesgo.

Las cantidades de Suministro, Transporte y Distribución adquiridas en función a la programación de mediano y largo plazo, son gestionadas por el COES con el objetivo de brindar confiabilidad (ajuste de la oferta en tiempo real a los cambios de la demanda, o a la pérdida de oferta). Las Generadoras pueden gestionar la adquisición de mayores niveles de Suministro, sin embargo, dichas cantidades no forman parte del fideicomiso.

La propuesta reduce las barreras de entrada para la nueva Generación con GN que utilice el Transporte de TGP y la Distribución de Calidda, en tanto permite que el COES transfiera en el mercado secundario unidades de Transporte y Distribución para nuevas Generadoras que usan GN.

### **Necesidad de reforma institucional del COES**

La asignación del COES de responsabilidades de gestión del fideicomiso precisa de una reforma de este. Esto en razón a que además del control de las operaciones de corto plazo de las centrales de Generación y el sistema de operación, el COES tendría facultades sobre la programación logística de la contratación de Suministro, Transporte y Distribución. Las contingencias creadas en caso de captura por parte del grupo de Generadoras que usan GN.

Actualmente (artículo 17 de la LDGE), el Directorio está conformado por cinco miembros, siendo cuatro elegidos por los Subcomités de Generadoras, Distribuidoras, transmisores y Usuarios Libres, así como por el presidente del Directorio elegido por la Asamblea.

En dicho contexto, conviene recordar que el Libro Blanco propuso el establecimiento de una Comisión Ad Hoc que se encargue de la selección de los directores. La comisión estaría conformada por 5 miembros (uno por las Generadoras, Distribuidoras, transmisores, MEM y Osinergmin) bajo un proceso público que privilegie la experiencia profesional de los seleccionados. A la fecha, la elección del directorio es realizada por los subcomités sin concurso público de méritos.

A manera de ejemplo, la elección del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Chileno es a través de un Comité Especial compuesto por un representante de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Alta Dirección Pública, el Presidente del Panel Expertos y el Presidente del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.

### **Riesgos legales de la propuesta regulatoria**

Al respecto, los riesgos detectados son los siguientes:

- (i) Afectación al artículo 62 de la Constitución que proscribe la modificación de los contratos suscritos a través de normas jurídicas.

Al respecto, la propuesta no sustituye los términos de intercambio entre las partes contractuales.

- (ii) Afectación a la propiedad de las Generadoras.

Al respecto, el régimen establece una alternativa para evitar las pérdidas provenientes del retorno al régimen de costos auditados. En dicho contexto, la Propuesta Regulatoria reduce la exposición de las Generadoras a las inflexibilidades contractuales.

- (iii) Afectación a la libertad de contratar de las Generadoras.

Al respecto, la propuesta regulatoria, se enmarca en el diseño de despacho económico del MCP, materia de exclusiva responsabilidad competencial del Estado. En dicho contexto, la propuesta regulatoria no prohíbe la sobrecontratación de las Generadoras, sin embargo, los efectos de la inflexibilidad



contractual, provenientes de dicha sobrecontratación no serán objeto del mecanismo de compensación subsidiarios al fideicomiso de posiciones contractuales.

(iv) Afectación a la propiedad del Productor de GN.

Al respecto, el régimen no modifica ni los contratos, ni los compromisos contractuales vigentes. La afectación contra el Productor de GN consiste en la celebración de contratos por cantidades menores (igual al consumo medio de todas las centrales) es lícita, y proviene de la programación optimizada.

(v) Afectación al Principio Trato Justo y Equitativo proveniente de los Acuerdos de Promoción de Inversión suscritos por el Estado peruano.

El Estado peruano no ha suscrito compromisos en firme para mantener el esquema de costos auditados. En dicho contexto el Estado ha reservado su soberanía regulatoria, bajo los Principios generalmente aplicados.

#### ***4.8.2. Balance entre el cargo de la Bolsa Común y el Cargo Prima RER***

De acuerdo con la propuesta regulatoria, del presente trabajo de tesis, el cargo de la Bolsa Común permitiría cubrir la diferencia entre el costo contractual (inflexibilidad contractual) de las unidades que utilizan GN de Camisea y el despacho (uso del recurso) de las mismas. Asimismo, en un escenario extremo, el COES tendría la facultad de declarar el costo variable de las unidades de GN para asegurar su despacho. Asimismo, la propuesta regulatoria, aprovecharía la presencia de un mercado secundario de gas, para aminorar el cargo de la Bolsa Común, cargo que sería asignado a la demanda.

En las líneas siguientes, se intenta como primera aproximación determinar la magnitud del cargo de la Bolsa Común, sin embargo, los resultados mostrados corresponden al escenario más desfavorable para la determinación del cargo de la Bolsa Común (magnitud de la Bolsa Común), dado que no se está considerando el impacto de la presencia de un mercado secundario de gas (en transporte y distribución), el cual estructurado y ejercido adecuadamente, conversión a un mercado líquido, significaría la reducción del cargo de la Bolsa Común.

Considerando la precisión del párrafo anterior, se pretende determinar la magnitud del cargo de la Bolsa Común y el Cargo Prima RER, sin embargo, para la determinación de algún cargo regulado se debe de partir de la valorización anual asociada a cada concepto. Por tal motivo, se analizará, para el periodo 2019 al 2030, las siguientes variables:

- **Variable 1:** La recaudación anual del Cargo Prima RER asociado para la propuesta regulatoria (Opción regulatoria 5 o OR5)
- **Variable 2:** El ahorro en la recaudación del Cargo Prima RER de la propuesta regulatoria (Opción regulatoria 5), respecto al marco normativo vigente (Opción regulatoria 1).
- **Variable 3:** La valorización del GN pagado y no consumido de la propuesta regulatoria (Opción regulatoria 5 o OR5), componente principal del cargo de la Bolsa Común, el cual podría ser reducido por el ejercicio de los mecanismos de recuperación (*carry forward* y *make up*), y la reventa a un mercado secundario de gas en Transporte y Distribución.

Al respecto, la Variable 1 y 2, están íntimamente relacionadas y se muestran en la Tabla 4-51

Tabla 4-51 Recaudación anual y ahorro del Cargo Prima RER (Opción Regulatoria 5), en millones de US\$

Año	Variable 1	Variable 2
	Opción Regulatoria 5	Ahorro
	Cargo Prima RER	Cargo Prima RER
	Millones US\$	Millones US\$
2019	240	30
2020	204	67
2021	207	75
2022	184	79
2023	214	78
2024	209	79
2025	200	77
2026	185	81
2027	193	73
2028	215	75

2029	228	71
2030	236	69
<b>Total</b>	<b>2514</b>	<b>854</b>

Fuente. Osinergmin, COES  
Elaboración. Propia

Conforme a la Tabla 4-51, la recaudación del Cargo Prima RER de la OR5 asciende a 2,514 millones de US\$, así también, se percibe un ahorro económico del Cargo Prima RER, que asciende a 854 millones de US\$, periodo del 2019 al 2030, ahorro para todos los Usuarios eléctricos.

Respecto a la Variable 3, la aplicación de la Opción Regulatoria 5 (OR5), implica una valorización del GN pagado y no consumido, asociado al cargo de la Bolsa Común, que se muestra en la Tabla 4-52.

Tabla 4-52 Gas pagado y no consumido (Opción Regulatoria 5), en millones de US\$

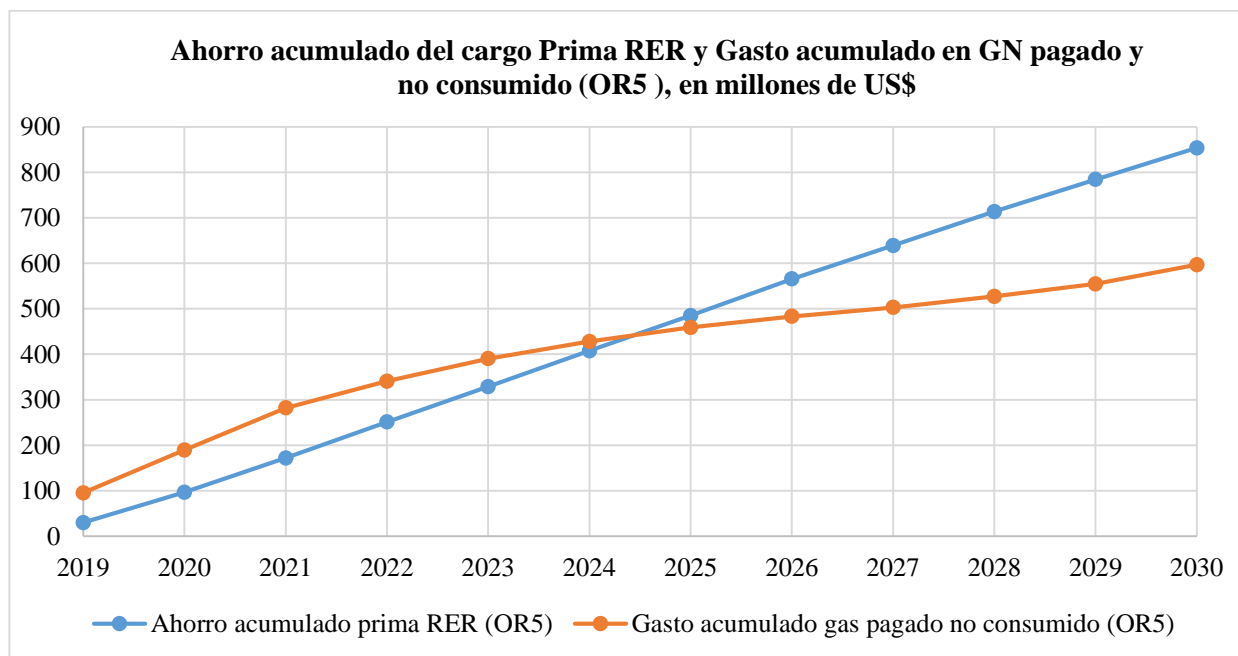
<b>Variable 3</b>	
<b>Opción Regulatoria 5</b>	
<b>Año</b>	<b>Gas pagado y no consumido</b>
<b>Millones US\$</b>	
2019	95
2020	94
2021	92
2022	59
2023	50
2024	38
2025	31
2026	24
2027	20
2028	24
2029	28
2030	42
<b>Total</b>	<b>597</b>

Fuente. Osinergmin, COES  
Elaboración. Propia

Conforme a la Tabla 4-52, la valorización del GN pagado no consumido de la OR5 asciende a 597 millones de US\$. Asimismo, dicho monto sería asignado al cargo de la Bolsa Común, a ser pagada por los Usuarios eléctricos.

Asimismo, considerando los resultados anteriores, resulta relevante, comparar las Variables 2 (valorización del ahorro en el Cargo Prima RER) y 3 (valorización del GN pagado y no consumido, asociado al cargo de la Bolsa Común), del presente numeral, dado que la primera representa un ahorro y la segunda un costo para los Usuarios eléctricos. En ese sentido, para una mejor descripción, se usará el valor acumulado de las Variables 2 y 3, lo anterior, se muestra en el Gráfico 4-12.

Gráfico 4-12 Ahorro y gasto acumulado de las variables 2 y 3 (Opción Regulatoria 5), en millones de US\$



Fuente. Osinergmin, COES  
Elaboración. Propia

El Gráfico 4-12 anterior, indica que, el ahorro acumulado del Cargo Prima RER superará al gasto acumulado del GN pagado no consumido (asociado al cargo de la Bolsa Común), en el año 2025 y que, a partir de dicho año hasta el 2030, significará un ahorro neto para el usuario eléctrico.

Asimismo, el Gráfico 4-12 sirve de base para identificar posibles periodos de vida del cargo de la Bolsa Común de gas, es decir, se requiere que el cargo no sea indefinido, el año 2025 sería el último año donde se aplicaría, pues en dicho año el ahorro acumulado del Cargo Prima RER igual al gasto acumulado por el cargo de la Bolsa Común. No obstante, si se tiene como objetivo maximizar el ahorro para los Usuarios eléctricos podría plantearse la alternativa de mantener el cargo de la Bolsa Común de GN hasta el año 2030, en el cual se habrá generado un ahorro neto de 257 millones de US\$ para los Usuarios eléctricos.

Es preciso recalcar que, el cargo de la Bolsa Común podría disminuir, dado que nuestra propuesta también considera mejorar el mercado secundario de Transporte y Distribución de GN, otorgándole liquidez, este ahorro adicional haría disminuir el cargo de la Bolsa Común de GN (gasto del GN pagado y no consumido menos el ahorro de las transacciones del mercado secundario de GN), haciendo posible que, el ahorro acumulado del Cargo Prima RER superé al gasto acumulado en un año anterior al año 2025.

En relación a los descritos en los párrafos anteriores, se añade un análisis de los pros y contras de la Opción Regulatoria 5 (OR 5), que implica la creación de una Bolsa Común:

- Pros o beneficios:
  - (i) Elevan el precio spot al nivel de costos reales auditados, debido a la variabilización del Suministro, Transporte y Distribución de GN.
  - (ii) Se reduce la remuneración por Suministro, Transporte y Distribución pagado y no utilizado, mediante el ejercicio de los mecanismos de recuperación (*carry forward* y *make up*), y la reventa a un mercado secundario de gas en Transporte y Distribución.
  - (iii) Se recupera la señal de precios (Eficiencia Asignativa), es decir, un Costo Marginal de energía que refleja los verdaderos costos de producción, así como, la optimización de la utilización del recurso GN.
  - (iv) Se reduce el Cargo Prima RER en el mediano plazo y por ende las tarifas de los Usuarios eléctricos (Libres y Regulados).
  
- Contras:

- (i) Aumento de los precios de contrato de los Usuarios Libres, como consecuencia de la recuperación de la señal de precios (Costo Marginal de energía), por ende, oposición del Grupo de Usuarios Libres.
- (ii) Oposición de algunos partidos políticos por la creación de un cargo regulado, dada la experiencia del cargo asociado al Gasoducto Sur Peruano (cargo inicialmente recaudado para ser posteriormente devuelto a los Usuarios eléctricos).

Como se observa, del análisis de pros y contras de la Opción Regulatoria 5, en la cual los pros superan a las contras, se concluye que los beneficios, y las señales económicas asociadas, de la Opción Regulatoria 5 la convierten en la mejor opción. Sin embargo, para su aplicación deberá superar satisfactoriamente el análisis de los partidos políticos en relación al cargo de la Bolsa Común de GN.

#### ***4.8.3. Propuesta a Largo Plazo sobre el modelo de despacho económico (MCP)***

La presente parte establece un esbozo no definitivo sobre una propuesta a Largo Plazo del régimen económico y legal del despacho económico. Lo anterior no es definitivo en tanto la propuesta en el largo plazo es un componente de una reforma integral y sistémica.

De acuerdo a Friedman (Pikk, 2013) los precios de electricidad (en un despacho económico bajo subastas de día previo) casi nunca son iguales a los Costos Marginales. Refiriéndose a los Estados Unidos, el demostró que los precios son establecidos a costos promedios; por consiguiente los Costos Marginales durante los periodos de hora punta y hora no punta están por encima de promedio. La misma idea es deducida por Jakubiak (Pikk, 2013). La explicación es que a diferencia de un mercado competitivo de subastas de otros productos, donde la demanda y la oferta se ajustan, en el mercado de electricidad la demanda tiene una reducida elasticidad, por lo que todos los ajustes en corto plazo son realizados por la oferta. En el largo plazo, la relación entre precios y los costos de producción dependerán del nivel de demanda y la variación de costos de producción. Si los retornos se incrementan al expandir la producción, los costos promedios se reducirán en tanto se expanda la producción y los Costos Marginales serán menores a los costos promedio. Si la escala de retorno es decreciente, los costos promedio aumentarán como se

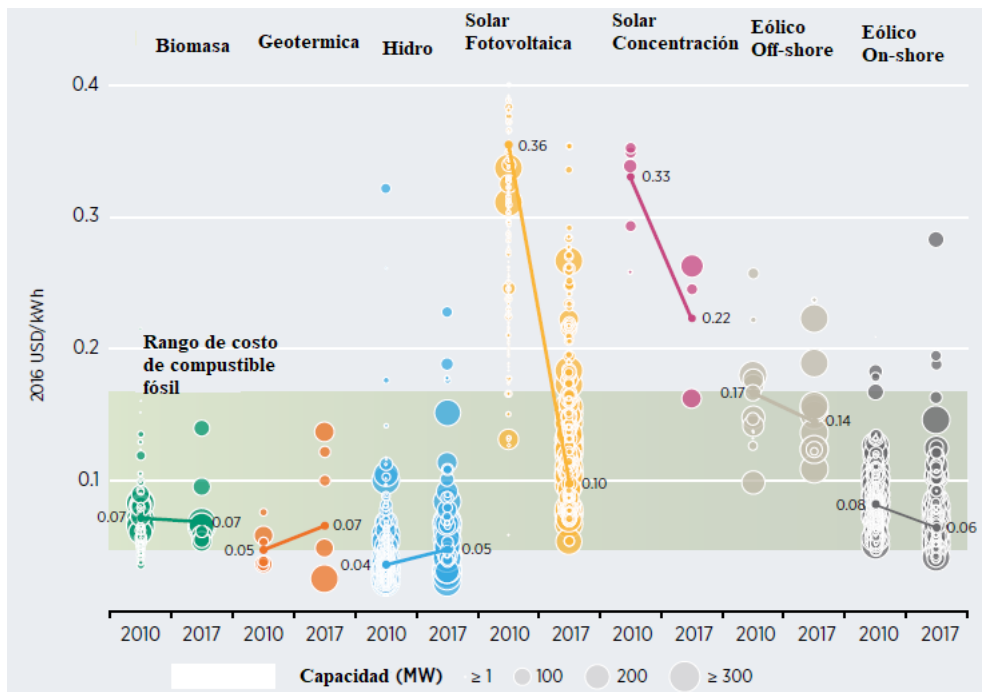
expande la producción y los Costos Marginales serán mayores a los costos promedios. Por consiguiente, el comportamiento de los costos promedios como producción de la expansión de la producción.

Malik and Al-Zubuidi señalan que la diferencia entre los precios de corto y largo plazo provienen en las inversiones. En el corto plazo, todos los equipos de capital son fijos por lo que los Costos Marginales incluyen los costos de producir una unidad adicional de electricidad con la Capacidad existente. En el largo plazo, las inversiones alteran la Capacidad y el equipamiento. En este caso, el Costo Marginal es la diferencia entre el valor presente del flujo de los costos asociados con la producción de una unidad adicional de electricidad. Por consiguiente, los costos están relacionados al valor económico de los recursos futuros requeridos para satisfacer el consumo incrementado

### Reducción de costos de las inversiones en RER No Convencionales

En el mediano y largo plazo se puede afirmar con certidumbre, que los costos fijos de las Generación RER No Convencional se han reducido exponencialmente, como puede apreciarse en el Gráfico 4-13 y 4-14.

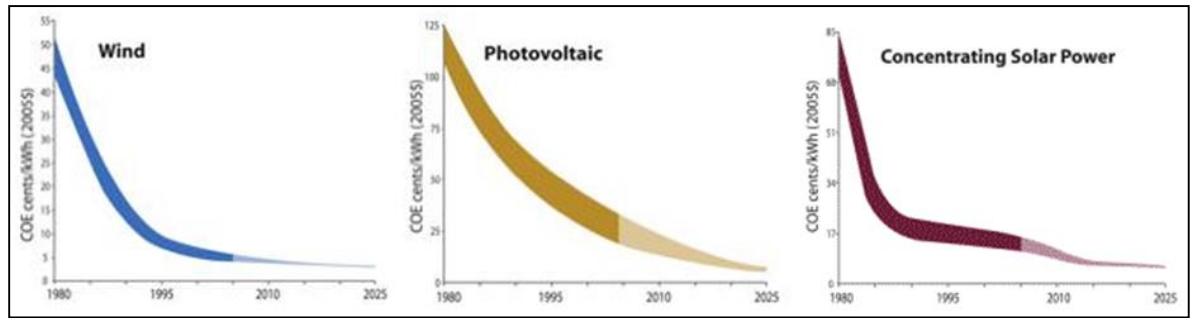
Gráfico 4-13 Costo promedio de electricidad de las centrales con RER No Convencionales 2010-2017



Nota 1.- Cada círculo representa un proyecto individual en la base de datos de IRENA.

Fuente y elaboración. IRENA (2018)

Gráfico 4-14 Costo del kWh (en centavos de dólar para 3 distintos tipos de ERNC



Fuente y elaboración. Jelderes et al (2011)

En dicho contexto, un despacho económico bajo costos no auditados no se ajusta a las características de la Generación RER por las siguientes razones:

- (i) A diferencia de la Generación hidroeléctrica -y falta de almacenamiento con baterías comercialmente disponible u otras forma de almacenamiento- no existe posibilidad de desplazar la Generación con RER No Convencionales. No existe un costo de oportunidad aprovechable en la programación diaria.
- (ii) La certidumbre de la inyección es mayor mientras más largo sea el horizonte temporal de previsión. Esto no es consistente con el esquema de costos auditados.

En dicho contexto, se tiene que teniendo como driver de decisión, el esquema de despacho económico que más se ajuste a la Generación con RER No Convencionales, se tienen las siguientes opciones:

**Primera opción.- Reemplazar el esquema de despacho económico bajo costos auditados por uno de costos declarados de forma interdiaria (subastas interdiarias y diarias)**

El esquema de costos declarados bajo subastas de día previo resulta más favorable para la integración de Generación RER no convencional. Esto en razón a que: (i) la certidumbre de las cantidades a generar aumenta de forma exponencial a mayor cercanía a la hora del despacho, (ii) la declaración que contenga el valor presente de las nuevas inversiones genera señales de precio más ciertas y más cercanas a equilibrios de largo plazo, (iii) la asignación de servicios complementarios en tiempo real, (iv) la convergencia entre



el MECAP y el MCP, que permite la variabilización de los costos fijos sin intervención administrativa.

En dicho contexto, corresponde a referirnos a las conclusiones de Skytte y Grohnheit (2018) quienes hicieron un análisis sobre el comportamiento del mercado danés (mercado de día previo e intradiario) encontrando lo siguiente:

- (i) El incremento de la Generación eólica, requiere de una flexibilidad de Generación por efecto (*“power (effect) flexibility”*) en el corto plazo.
- (ii) En el horizonte anual, la Generación hidroeléctrica es menos predecible que la Generación eólica. En el corto plazo (día previo), la Generación eólica es menos predecible que la hidroeléctrica.
- (iii) A mayor integración de Generación eólica, se hace necesaria mayor flexibilidad del sistema eléctrica, la que es suministrada por la Capacidad de respuesta de la demanda, almacenamiento, fuentes termoeléctricas, almacenamiento eléctrico, interconexiones eléctricas.

Las fuentes de flexibilidad según PSR Moray (2018) provienen de (i) tecnologías de Generación que pueden ser encendidas, apagadas y controladas con frecuencia; (ii) respuesta de la demanda (*“Demand Response”*); (iii) tecnologías de almacenamiento; e (iv) interconexiones.

PSR Moray (2018) identifica que a mayor Generación RER no convencional, se generan (i) un mayor número de partidas y paradas de las centrales termoeléctricas, (ii) reducción del factor de planta de la Generación termoeléctrica, (iii) operación de centrales termoeléctricas en niveles de eficiencia bajos (mínimo técnico), (iv) requerimientos más exigentes de toma y reducción de carga, (v) aumento de requerimientos de reserva. Asimismo, PSR Moray (2018) identifica a partir de una comparación con experiencias internacionales, costos adicionales no remunerados provocados por la mayor penetración de Generación RER no convencional. Estos costos incluyen:

- (i) Costos directos de encendido (y detención). Incluye el combustible utilizado, emisiones, y servicios auxiliares.

- (ii) Costos indirectos de encendido. Correspondientes al aumento de la tasa de falla de los componentes, mayores costos de inspección, periodos de mantenimiento más frecuentes y un mayor consumo de partes y piezas de repuesto.
- (iii) Costos indirectos por seguimiento. La conversión de las unidades de Generación a un régimen constante de seguimiento de carga (rampas de carga).
- (iv) Costos por menor eficiencia. Corresponde a la menor eficiencia que la nominal de las centrales que deben aportar reserva al giro.
- (v) Costos de oportunidad. Correspondiente al menor nivel de Generación de las unidades que deben proveer reserva en giro. Corresponde al costo de oportunidad producto de la Energía que se podría haber generado en caso de un despacho sin considerar reservas o como unidad de base.

Gráfico 4-15 Costos por Flexibilidad

<b>I</b>	<b>Costos Directos Encendido</b>	Combustible, emisiones y otros costos.
<b>II</b>	<b>Costo Indirecto Encendido</b>	CAPEX y mantenimientos adicionales.
<b>III</b>	<b>Costo de Seguimiento</b>	CAPEX y mantenimientos adicionales.
<b>IV</b>	<b>Costo de Eficiencia</b>	Costos por operación en rangos de menor eficiencia
<b>V</b>	<b>Costo de Oportunidad</b>	Costo de oportunidad por aporte de reservas

Fuentes y elaboración. PSR Moray (2018)

Dicha opción requiere de las siguientes reformas institucionales.

- (i) **Una mayor independencia del COES (Operador económico del COES).**

La necesidad de una reforma en ese sentido se origina en el conflicto de interés en la participación de los Generadores en el Operador del SEIN y la entrega de la programación diaria y de mediano plazo, así como en la adquisición de servicios de regulación y de electricidad en el mercado intradiario.

Se propone para él un Directorio integrado por cinco miembros, sin vinculación alguna, directa o indirecta con los agentes participantes en el SEIN, seleccionados mediante concurso público de méritos por una Comisión integrada por representantes de los agentes del mercado.

Al respecto, y coincidiendo en la conveniencia de una gestión más independiente del COES, se estima que dado su rol en la proposición de precios, y visto el impacto económico de las decisiones operativas que este organismo adopta, independizarlo totalmente de los agentes tendría un efecto muy negativo, particularmente en la percepción de los generadores, justo en los momentos en que se requiere dar confianza a estos agentes para que desarrollen inversiones. En este sentido, el nombramiento de un Directorio sin representación directa de los agentes, será percibido, con razón, por las empresas privadas como muy peligroso en términos de riesgo de interferencia política.

Consecuentemente, para mantener la confianza de los agentes en un funcionamiento independiente del COES, se propone un Directorio con representación mayoritaria directa de los agentes, incluidos generadores, transmisores, distribuidores y grandes usuarios, conforme se especifica en el texto.

**(ii) Mayores poderes de vigilancia de competencia.**

En un mercado de subastas de día previo, se requiere que la autoridad de competencia tenga un monitoreo continuo y constante sobre las condiciones de competencia del MCP. En dicho contexto el Osinergmin funciona con poderes de vigilancia de condiciones de competencia del MME, siendo que el Indecopi es autoridad de competencia en todo el sector eléctrico.

**Segunda opción.- Mantener el despacho económico bajo costos auditados pero con la implementación de bloques horarios para determinar la capacidad de contratación.**

La opción replica el modelo chileno, consistente en implementar bloques horarios en las licitaciones de las Distribuidoras. A través de dicha medida, se asegura la disponibilidad de contratos para el sector regulado. Se pueden implementar medidas accesorias tales como la obligación de portafolios por partes de las Generadoras (comercializadoras).

Se requiere asimismo resolver la problemática del reconocimiento de Potencia Firme para las Generadoras RER No Convencionales, de forma tal que tengan Capacidad para contratar en el mercado de contratos. A juicio de los suscritos las Opciones Regulatorias son:

- (i) Disociar la capacidad de contratación de la Potencia Firme.
- (ii) Reemplazar el criterio de seguridad para el reconocimiento de Potencia Firme por uno de suficiencia respecto a la contribución en la oferta total.
- (iii) Permitir la contratación de Potencia Firme y Energía Firme en mercados completamente separados.

## **Capítulo V. Conclusiones y recomendaciones**

### **5.1 Primera conclusión. - El MCP peruano es uno de costos auditados**

Satisfaciendo el primer objetivo específico de la tesis, literal i del numeral 1.3.2., las Generadoras participan en el mercado de contratos hasta el límite de su Potencia Firme propia o contratada de terceros. Este mercado es libre y la demanda está conformada por los Usuarios Libres y los Usuarios Regulados (que participan a través de los Distribuidoras que operan como comercializadores). Cada Generadora participa en un pool obligatorio en el cual inyectan Energía para atender la demanda del SEIN bajo costos auditados. En caso sus retiros comprometidos contractualmente, exceden las inyecciones efectivamente realizadas, en el balance mensual deberán remunerar al precio *spot*. El precio *spot* es definido como el CMCP, que es el costo de producir una unidad adicional de Energía en cualquier barra del sistema de Generación-Transporte, según la LCE (MEM, 1992).

### **5.2 Segunda conclusión. - El principal problema consiste en las inflexibilidades contractuales**

Satisfaciendo el segundo objetivo específico de la tesis, literal ii del numeral 1.3.2., existen inflexibilidades contractuales en el Suministro, Transporte y Distribución de GN que hacen que costos fijos se configuren como variables. Dichas inflexibilidades provienen del carácter cuasi monopolístico del Suministro de GN (a través del Lote 88), Transporte y Distribución de GN. Esto provoca que el costo de oportunidad de no despachar de una Generadora que utiliza GN sea mayor al de despachar puesto que deberá remunerar los retiros al precio *Spot*, siendo que adicionalmente deberá pagar el Suministro, Transporte y Distribución no consumido o utilizado. Esto crea un Dilema del Prisionero que incentiva la subvaluación en las declaraciones de precio.

### **5.3 Tercera conclusión. - El principal problema aumenta los inconvenientes de la MDP**

Satisfaciendo el segundo objetivo específico de la tesis, literal ii del numeral 1.3.2., el MDP genera las condiciones para una afectación a la eficiencia asignativa del MCP (el precio no refleja los costos de producción), en tanto las Generadoras que usan GN tienen los incentivos para declarar de forma tal que aseguren su despacho. Esto genera que el CMCP sea menor al esperado bajo costos auditados, lo que promueve el rompimiento de contrato de largo plazo, la contratación en corto plazo, la migración de Usuarios Regulados

a Libres (200 kW a 2500 kW), el aumento del Cargo Prima RER y la pérdida de la señal de precios.

**5.4 Cuarta conclusión. - La Opción Regulatoria que optimiza el uso de recurso, denominado GN, es la Opción Regulatoria 3 o 5: Donde se hace variable el Suministro, Transporte y Distribución de GN, es decir, el costo variable utilizado por la Generadora implica considerar los costos de Suministro, Transporte y Distribución de GN.**

Satisfaciendo el tercer y cuarto objetivo específico de la tesis, literal iii y iv del numeral 1.3.2., como se menciona en los numerales 4.6.3 y 4.6.5, la Opción Regulatoria 5 (OR5) es similar en el modelamiento a la opción regularía 3 (OR3), sin embargo, la OR5 propone dos acciones complementarias: un administrador único de contratos (o comprador único) y un mecanismo de compensación. Asimismo, ambas opciones optimizan el recurso como se puede ver en la Tabla 5-1.

Tabla 5-1 Consumo de GN en millones de PC

Concepto	Opción Regulatoria	2019	2020	2021	2022	Total
Consumo de Gas (Millones PC)	OR1	114472794	132178040	152783946	165263141	564697921
	OR2	114729398	127050680	142569747	159279012	543628837
	OR3 <> OR5	112870828	121161281	134407130	148658833	517098072
	OR4	120372230	137350070	147764325	163227201	568713826

Fuente. MEM  
Elaboración. Propia

**5.5. Quinta conclusión. - En todas las Opciones Regulatorias planteadas, el monto del GN pagado y no consumido representa un porcentaje significativo respecto a los ingresos totales del Productor, Transportista y Distribuidora de GN con sus Clientes Generadoras.**

Satisfaciendo el tercer y cuarto objetivo específico de la tesis, literal iii y iv del numeral 1.3.2., como se muestra en la Tabla 5-2, la valorización del GN pagado no consumido (en millones de US\$), para el periodo 2019 y 2022, de las Opciones Regulatorias representan entre el 9% y 15% de los ingresos o ventas totales a sus Clientes Generadoras por parte del Productor, Transportista y Distribuidora de GN. Asimismo, la

Opción Regulatoria en la cual se tiene un menor porcentaje corresponde a la Opción Regulatoria OR1, definida como aquella opción donde se mantiene el esquema regulatorio actual, es decir, la declaración de GN con precio mínimo.

Tabla 5-2 Gas pagado no consumido (en Millones US\$), valorización (en Millones US\$) y porcentaje respecto a ingresos del Sx, Tx, y Dx de gas

Concepto	Opción Regulatoria	2019	2020	2021	2022	Total
Gas pagado	OR1	90	70	37	21	218
y no consumido	OR2	92	81	72	46	291
(Millones U\$\$)	OR3 <math>\diamond</math> OR5	95	94	92	59	341
	OR4	122	121	83	52	377
Ingresos	OR1	520	583	638	680	2,420
del Sx, Tx y Dx	OR2	523	571	629	678	2,402
(Millones U\$\$)	OR3 <math>\diamond</math> OR5	519	562	617	648	2,346
	OR4	575	649	660	700	2,583
Gas pagado	OR1	17%	12%	6%	3%	9%
y no consumido	OR2	18%	14%	11%	7%	12%
respecto a los	OR3 <math>\diamond</math> OR5	18%	17%	15%	9%	15%
Ingresos (%)	OR4	21%	19%	13%	7%	15%

Nota: Sx, Tx y Dx corresponden al Suministrador, Transportista y Distribuidora de GN respectivamente.

Fuente. MEM

Elaboración Propia

**5.6. Sexta conclusión. - Como consecuencia de hacer variable el Suministro, Transporte y Distribución de GN (Opción Regulatoria 3 o 5), aparte de recuperar la eficiencia asignativa y la señal de precios. También se reduce el Cargo Prima RER, el cual es pagado por todos los Usuarios.**

Satisfaciendo el tercer y cuarto objetivo específico de la tesis, literal iii y iv del numeral 1.3.2., como se muestra en la Tabla 5-3, con la Opción Regulatoria 3 o 5 (hacer variable el Suministro, Transporte y Distribución de GN), se le devuelve al precio *spot* o Costo Marginal (US\$/MWh) la señal de precios, incremento respecto a los niveles actuales, y como consecuencia el Cargo Prima RER se reduce significativamente en la Opción Regulatoria 3 o 5 (OR3 u OR5)

Tabla 5-3 Comparación del Cargo Prima RER

Año	OR1 Cargo Prima RER Millones US\$	OR2 Cargo Prima RER Millones US\$	OR3 <> OR5 Cargo Prima RER Millones US\$	OR4 Cargo Prima RER Millones US\$
2019	269	258	240	270
2020	270	244	204	270
2021	282	252	207	270
2022	263	228	184	244
Total	<b>1085</b>	<b>981</b>	<b>834</b>	<b>1054</b>

Fuente. MEM  
Elaboración. Propia

Asimismo, de acuerdo a la Tabla 5-3, considerando que la Opción Regulatoria 1 (OR1) corresponde al esquema regulatorio vigente, la Opción Regulatoria 3 o OR5, conllevaría a un ahorro en el pago del Cargo Prima RER equivalente a 251 millones de US\$.

**5.7. Séptima conclusión. - La solución va por eliminar o mitigar las inflexibilidades contractuales, esto es convertir (en el mediano plazo) costos fijos y variables**

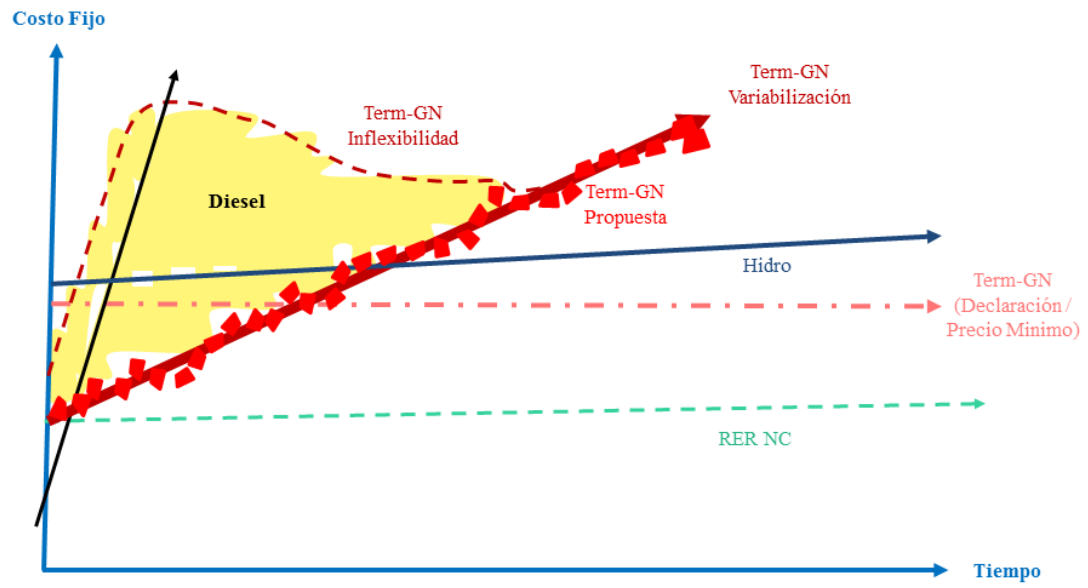
Satisfaciendo el tercer y cuarto objetivo específico de la tesis, literal iii y iv del numeral 1.3.2., la propuesta consiste en establecer una bolsa con caracteres de patrimonio fiduciario que contenga todos los compromisos contractuales de Suministro, Transporte y Distribución. La nominación del Suministro, Transporte y Distribución se realiza por el COES optimizando y minimizando el costo de operación del SEIN. Las cantidades de Suministro, Transporte y Distribución no utilizables son remuneradas a través de un cargo fijo.

El despacho se realiza sobre la base de costos auditados, elevando el CMCP, reduciendo el Cargo Prima RER, lo que ocasiona menores tarifas para los Usuarios Regulados.

**5.8. Octava conclusión. - Convirtiendo a variable las inflexibilidades contractuales de los contratos de GN (cláusulas *Take or Pay* y CRD) se optimiza el recurso energético del GN tal como se muestra en el Gráfico 5-1.**



Gráfico 5-1 Costos fijos y variables de unidades a GN asociado a sus cláusulas contractuales



Fuente. MEM  
Elaboración Propia

# ANEXOS

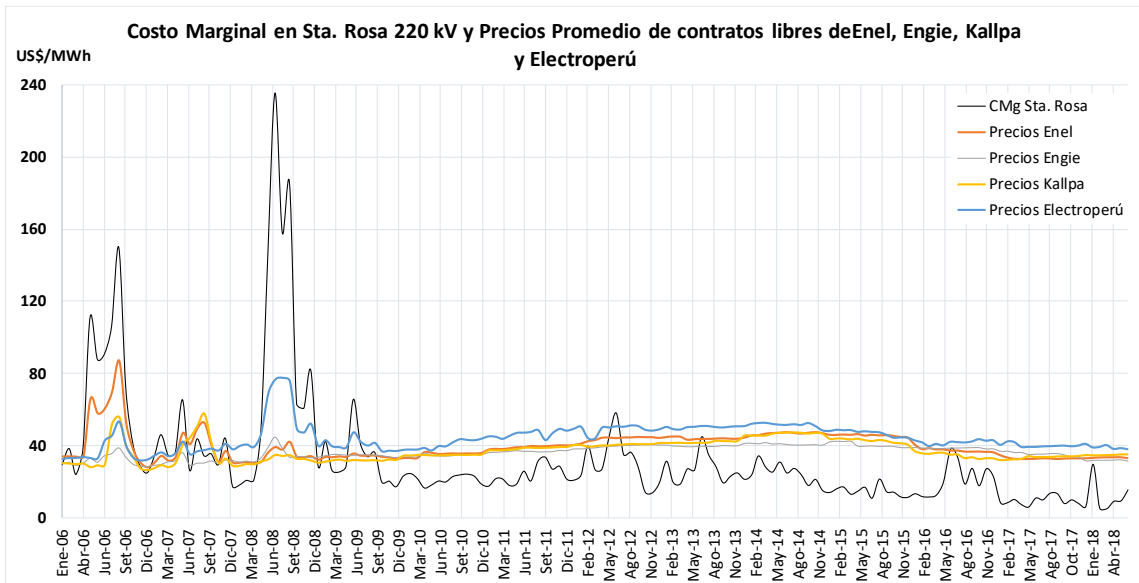
## Anexo 1. Series estacionaria

### Análisis de estacionalidad y raíces unitarias

En el presente apartado se desarrollará la teoría de estacionalidad para dos variables importantes, la primera está asociada al mercado *spot* de Energía y viene representada por los Costos Marginales de Energía (US\$/MWh) y la segunda está asociada a la oferta, la cual viene representada por los precios promedio de contratos con Clientes Libres de cuatro (4) empresas de Generación. Es preciso indicar que los Clientes Libres, de tales empresas, representan a distintos sectores de la industria.

A continuación, se presenta una gráfica de las series de tiempo asociadas a las dos variables mencionadas en el párrafo precedente:

Gráfico 1-1 Series de Tiempo: Costos Marginales y Precios Promedio de Contratos Libres



Fuente. COES  
Elaboración. Propia

De acuerdo con la teoría econométrica, el concepto útil para el análisis de las series temporales, como las mostradas en la gráfica precedente, es la estacionalidad. En ese sentido, una serie es estacionaria si *“todos los momentos de primer y segundo orden de dicho proceso estocástico son invariables en el tiempo. Estos momentos incluyen la esperanza (media) y*

varianza de la serie, pero también las covarianzas y correlaciones entre los valores rezagados de la misma” (Castro y Rivas-Llosa, 2012: 569), por consiguiente, las series no estacionarias presentan cambios en la media y la varianza a lo largo del tiempo.

Asimismo, para determinar la estacionariedad de las series, se procede a realizar **test de raíces unitarias** a las series temporales, y en el caso dicha serie temporal presente una raíz unitaria, se puede afirmar que la serie no es estacionaria. Es preciso señalar, cuando una serie no es estacionaria o presenta una raíz unitaria, no resulta adecuado utilizarla en un análisis de regresión, dado que presenta un patrón sistemático impredecible.

Dentro de los test utilizados para determinar si una serie presenta una raíz unitaria se tiene a:

- El test de Dickey-Fuller Aumentado o *Augmented Dickey-Fuller Test* (ADF), el cual corrige la auto correlación
- El test de Phillips-Perron (PP), el cual es una modificación de test de Dickey-Fuller.
- El test de Zivot y Andrews (Z&A), que considera la posibilidad de los quiebres estructurales en la evaluación de la estacionariedad.

En ese sentido, considerando los tipos de test indicados anteriormente, se procedió a realizar tales test para las series de tiempo: Costos Marginales de Energía y precios promedio de contratos Libres de las cuatro (4) Generadoras, obteniéndose los resultados indicados en la tabla continuación:

Tabla 1-1 Resultado de los test de raíz unitaria aplicado al Costo Marginal y precios promedio Libres

Variable	Especificación	Series desestacionalizadas en niveles		
		H0: Posee una raíz unitaria		
		ADF	PP	Z&A
Costo Marginal	con drift	0.010	0.001	0.001
	con tendencia	0.001	-	0.001
Precio Enel	con drift	0.400	0.003	0.559
	con tendencia	0.797	0.014	0.001
Precio Engie	con drift	0.123	0.222	0.584
	con tendencia	0.961	0.626	0.091
	con drift	0.234	0.034	0.625

Precio Kallpa	con tendencia	0.606	0.099	0.753
Precio Electroperú	con drift	0.034	0.037	0.825
	con tendencia	0.145	0.156	0.352

Fuente. COES  
Elaboración. Propia

Es preciso mencionar que los números de la tabla anterior representan las probabilidades de rechazar la hipótesis nula ( $H_0$ : La serie posee una raíz unitaria) de cada test, fijándose para ello el umbral de error de 5%, es decir, si esta probabilidad es mayor a 5% o 0.05 se puede decir que no se encontró evidencia estadística para rechazar la hipótesis nula.

En sentido, se llega a las siguientes observaciones:

- (i) La serie Costo Marginal presenta probabilidades menores a 0.05, en los diversos test de raíz unitaria, en ese sentido, se rechaza la hipótesis nula y se concluye que la serie Costo Marginal es estacionaria.
- (ii) En el caso de la serie de los precios de Enel, muestra diferentes resultados en los diversos test, por ejemplo, en la especificación con Drift (inclusión de un término no constante en la serie de tiempo), no se encontró evidencia estadística para rechazar la hipótesis nula de los test ADF y Z&A, sin embargo, si se encontró evidencia estadística para rechazar la hipótesis nula en el test de PP.
- (iii) En el caso de la serie de los precios de Engie, muestra resultados que superan el valor de 0.05 en los diversos test, por ejemplo, en la especificación con Drift (inclusión de un término no constante en la serie de tiempo), no se encontró evidencia estadística para rechazar la hipótesis nula de los test ADF, PP y Z&A, y por ende la serie tendría una raíz unitaria.
- (iv) En el caso de la serie de los precios de Kallpa, muestra diferentes resultados en los diversos test, por ejemplo, en la especificación con Drift (inclusión de un término no constante en la serie de tiempo), no se encontró evidencia estadística para rechazar la hipótesis nula de los test ADF y Z&A, sin embargo, si se encontró evidencia estadística para rechazar la hipótesis nula en el test de PP.
- (v) En el caso de la serie de los precios de Electroperú, muestra diferentes resultados en los diversos test, por ejemplo, en la especificación con Drift (inclusión de un término no constante en la serie de tiempo), no se encontró evidencia estadística

para rechazar la hipótesis nula en el test Z&A, sin embargo, si se encontró evidencia estadística para rechazar la hipótesis nula en los test de ADF y PP.

- (vi) Asimismo, dado que una de las características de las series de tiempo de los precios de los contratos Libres presenta quiebres estructurales (saltos hacia arriba o hacia bajos), resulta preferible guiarnos del test de Zivot & Andrews para rechazar la hipótesis nula. En ese sentido, al evaluar dicho test (Z&A) para las series de tiempo de los precios se observa que no hay evidencia estadística para rechazar la hipótesis nula y por ende tales series (asociados a las cuatro 4 empresas Generadoras) presentarían una raíz estacionaria.
- (vii) Del numeral anterior, se obtiene una conclusión importante, en caso se quisiera realizar un análisis de regresión e inferencia entre las variables o series: (a) Costo Marginal y (b) los precios de contrato libre (de alguna Generadora) el resultado perdería validez, dado que se requiere que ambas variables o series sean estacionarias (la serie precios de contratos no es estacionaria). Este tipo de regresión sesga los resultados de una posible relación entre ambas variables y se le conoce como regresión espuria.
- (viii) Adicionalmente, dado que las series de los precios de contrato para el mercado libre, de los cuatro Generadoras, muestran un random walk puro, por la presencia de una raíz unitaria (conforme al test de Zivot & Andrews), implicando la continuidad de shocks, que hacen que las series queden por encima o por debajo de su media por un tiempo indeterminado, nos dice que, los precios que ofrecen a las Generadoras al mercado libre presentan una componente aleatoria impredecible motivada por decisiones comerciales o estratégicas independientes, entonces, se puede afirmar que es un rasgo características en estas empresas de Generación a la fecha, considerando que tres de ellas (Enel, Engie y Kallpa), presentan unidades de Generación termoeléctrica (asociadas a la declaración de precios de gas, DPG) y la otra (Electroperú), presenta unidades de Generación puramente hidroeléctrica.

### **Precio de Suministro de Gas**

El presente apartado tiene como objetivo determinar la aleatoriedad del precio de Suministro de GN o precio boca de pozo. En ese sentido, es pertinente mencionar que el precio de Suministro de GN aplicado a la Generación eléctrica se encuentra detallado en el Contrato de Licencia del Lote 88, el cual establece un factor de actualización (denominado *FA*),

aplicable al precio base de Suministro de GN en boca de pozo, dicho factor de actualización tiene la siguiente formulación:

Ecuación 1-1 Actualización del precio de Suministro de Gas

$$FA = 0.6 \times \frac{Ind1_i}{Ind1_0} + 0.4 \times \frac{Ind2_i}{Ind2_0}$$

Donde:

*Ind1*: Corresponde al promedio aritmético del índice *Oil field and gas field machinery* (WPS1191), publicado en *U.S. Bureau of Labor Statistics*

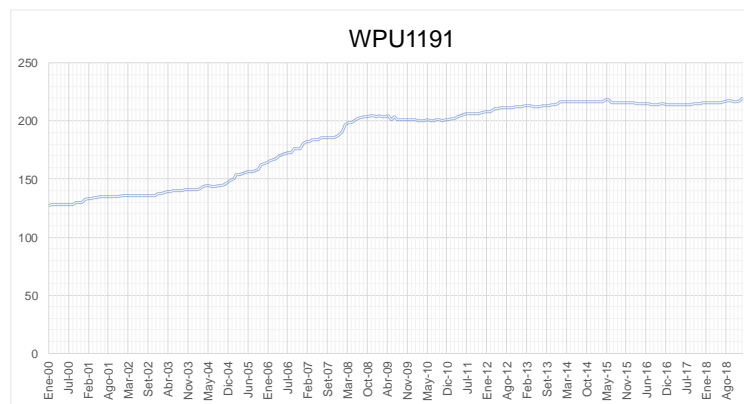
*Ind2*: Corresponde al promedio aritmético del índice *Fuels and related products and power* (WPU05), publicado en *U.S. Bureau of Labor Statistics*. Es preciso indicar que, el presente indicador está muy asociado al precio de petróleo WTI (USD/Bbl).

Asimismo, la magnitud de los denominadores *Ind10* y *Ind20*, son registros constantes a lo largo del periodo del contrato, denominados también indicadores base, así, los valores del *Ind10* tiene una magnitud de 128.00 y el *Ind20* tiene una magnitud de 101.08

### Análisis de índices

Asimismo, se analizó la serie histórica de los índices WPS1191 y WPU05, para el periodo enero 2000 a febrero 2019, encontrándose el siguiente gráfico:

Gráfico 1-2 Gráfico Serie histórica WPU 1191



Fuente y elaboración. BLS

De acuerdo a la data evaluada se obtuvo la siguiente tabla.

Tabla 1-2 Análisis descriptivo de la serie histórica WPU 1191

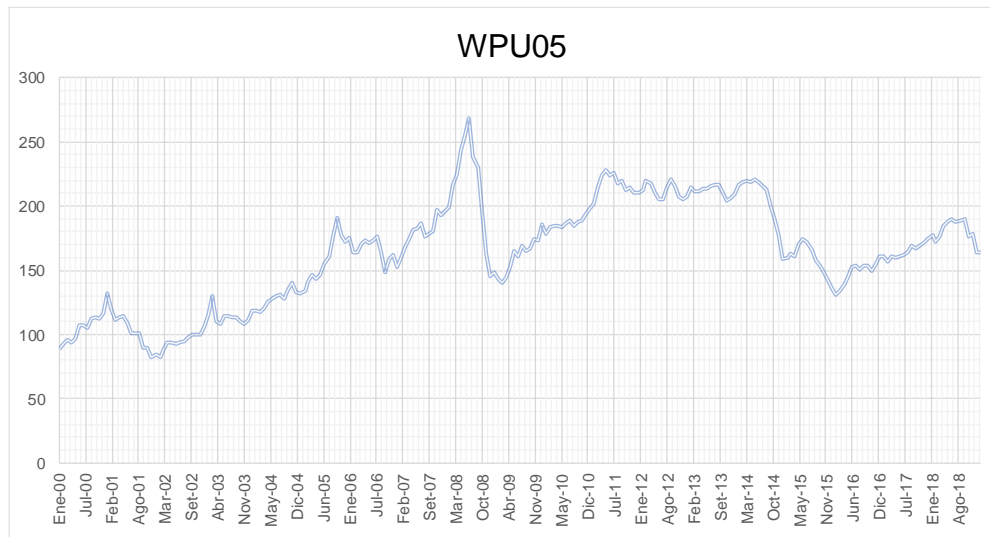
**WPU1191**

Media	185
Error Típico	2
Mediana	201
Moda	136
Desviación estándar	33
Varianza de la muestra	1083
Curtosis	-1
Coficiente de asimetría	-1
Rango	94
Mínimo	127
Máximo	220
Suma	42483
Cuenta	230

Fuente y elaboración. Propia

De la tabla anterior, se puede apreciar la volatilidad del índice WPU 1191, la cual está asociada al concepto de desviación estándar, la cual alcanza un valor 33% de la muestra. En ese sentido, dada la magnitud de la desviación estándar se concluye que la serie WPU 1191 es una variable volátil como se muestra en el siguiente Gráfico.

Gráfico 1-3 Serie histórica WPU 05



Fuente y elaboración. BLS

Con la misma información se obtuvieron las siguientes tablas con valores que describen el comportamiento de la información

Tabla 1-3 Análisis descriptivo de la serie histórica WPU 05

*WPU05*

Media	163
Error Típico	3
Mediana	165
Moda	164
Desviación estándar	41
Varianza de la muestra	1691
Curtosis	-1
Coefficiente de asimetría	0
Rango	186
Mínimo	83
Máximo	269
Suma	37565
Cuenta	230

Fuente y elaboración. Propia



De la tabla anterior, se puede apreciar la volatilidad del índice WPU 05, la cual está asociada al concepto de desviación estándar, la cual alcanza un valor 41% de la muestra. En ese sentido, dada la magnitud de la desviación estándar se concluye que la serie WPU 05 es una variable volátil.

### **Análisis del WTI**

Como se mencionó anteriormente, el índice WPU 05 se encuentra asociado al precio intencional del petróleo, específicamente con el precio WTI. En ese sentido, se buscó referencias respecto a la serie histórica WTI, para ello, se tomó como información el periodo 1988 al 2015, como se podrá apreciar en el gráfico siguiente.

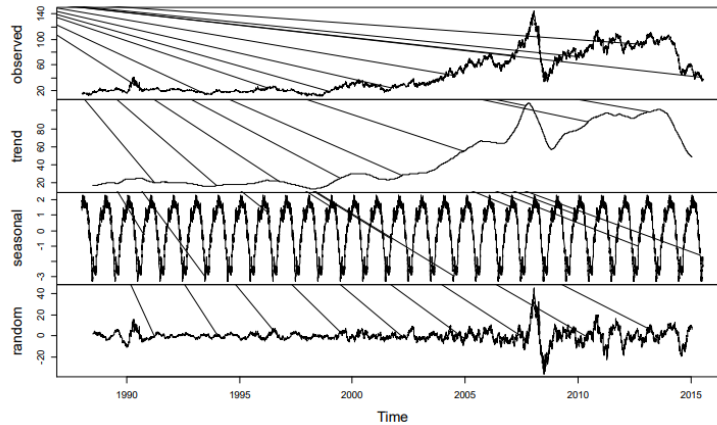
Gráfico 1-4 Serie WTI 1988-2015



Fuente y elaboración. Jerez 2016

Asimismo, de acuerdo con Jerez (2016), resulta oportuno descomponer la serie WTI en sus tres componentes (tendencia, estacional y aleatorio), como podrá verse en el siguiente gráfico.

Gráfico 1-5 Serie WTI 1988-2015

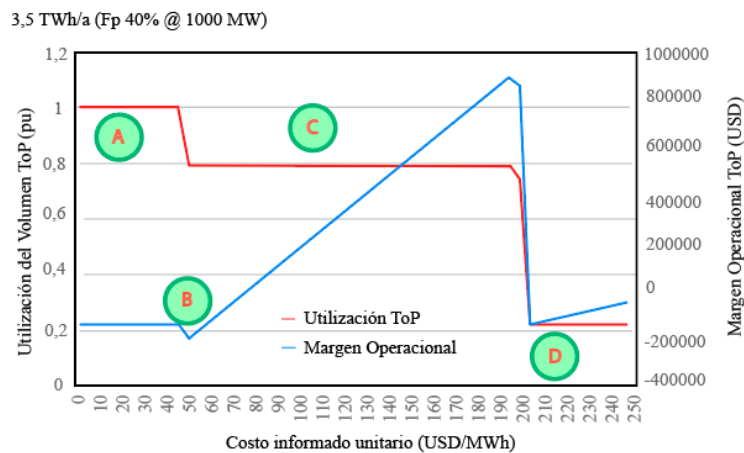


Fuente y elaboración. Jerez, 2016

De la gráfica anterior, se puede desprender que la serie WTI presenta un componente aleatorio, ello resulta previsible dado que el precio del petróleo depende de variables externas geopolíticas y ambientales.

A continuación se presenta un Gráfico donde se evidencia las actividades operacionales respecto a las cláusulas *Take or Pay*.

Gráfico 1-6 Consumo de gas



Fuente y elaboración. Fisher, 2017

El principal uso del GN proveniente de Camisea durante el 2013 fue la Generación eléctrica, pues representa más del 60% de las ventas de PlusPetrol. Durante el 2013 el consumo de GN ascendió a 117,2 mil MMPC.

## **Conclusión Preliminar**

Considerando el análisis de los índices WPU 1191 y WPU 05, donde se demostró la alta volatilidad de sus series históricas, así como, la presencia del componente aleatorio de la WTI, ligado éste último al índice WPU 05, se concluye que, el factor de actualización (FA) de los precios de Suministro de gas, por ende, el precio de Suministro de GN aplicable para la Generación eléctrica es aleatorio y volátil.

## Anexo 2. Indicadores de monitoreo de mercado en el Mercado Mayorista de Electricidad

### (i) Indicadores Estructurales

(i.1) **Cuota de Mercado.** Tiene como objetivo medir la participación porcentual que tiene una empresa en el MME.

Ecuación 2-1 Fórmula de Cuota de Mercado

$$S_{i,t} = \frac{PE_{i,t}}{PES_t} \times 100\% \dots$$

**Donde:**

$S_{i,t}$  : Cuota de Mercado de la Generadora “i” cada 30 minutos.

$PE_{i,t}$  : Suma de la Potencia activa de las unidades de Generación de la Generadora “i” cada 30 minutos; según lo dispuesto en el PR-05.

$PES_t$  : Potencia activa total del SEIN cada 30 minutos; según lo dispuesto en el PR-05.

(i.2) **Índice de Herfindahl y Hirschman.** Tiene por objetivo medir la concentración del mercado cuando las empresas operan dentro de un esquema de competencia.

Ecuación 2-2 Índice de Herfindahl y Hirschman-HHI

$$HHI_t = \sum_{i=1}^n S_{i,t}^2 = S_{1,t}^2 + S_{2,t}^2 + \dots S_{n,t}^2 \dots$$

**Donde:**

$n$  : Total de Generadores en el MME.

$HHI_t$  : Índice de Herfindahl y Hirschman cada 30 minutos.

$S_{i,t}$  : Cuota de Mercado de la Generadora “i” cada 30 minutos.

Si el valor tiende a 0 la situación de mercado es muy competitiva, mientras que si tiende a uno la situación es de monopolio.

(i.3) **Índice de Oferta Pivotal.** Tiene como objetivo determinar si un Generador es necesario (pivote), permitiendo conocer si su Capacidad de producción resulta imprescindible para abastecer la demanda.

Ecuación 2-3 Oferta Pivotal.

$$IOP_{i,t} = f(x) = \begin{cases} 1; & Si: PE_{i,t} > (PES_t - MD) \\ 0; & Si: PE_{i,t} < (PES_t - MD) \end{cases}$$

**Donde:**

**$IOP_{i,t}$**  : Índice de Oferta Pivotal de la Generadora “i” cada 30 minutos.

**$MD$**  : Máxima Demanda del SEIN, previsto en el Programa de Operación Diario, conforme a lo dispuesto en el PR-01.

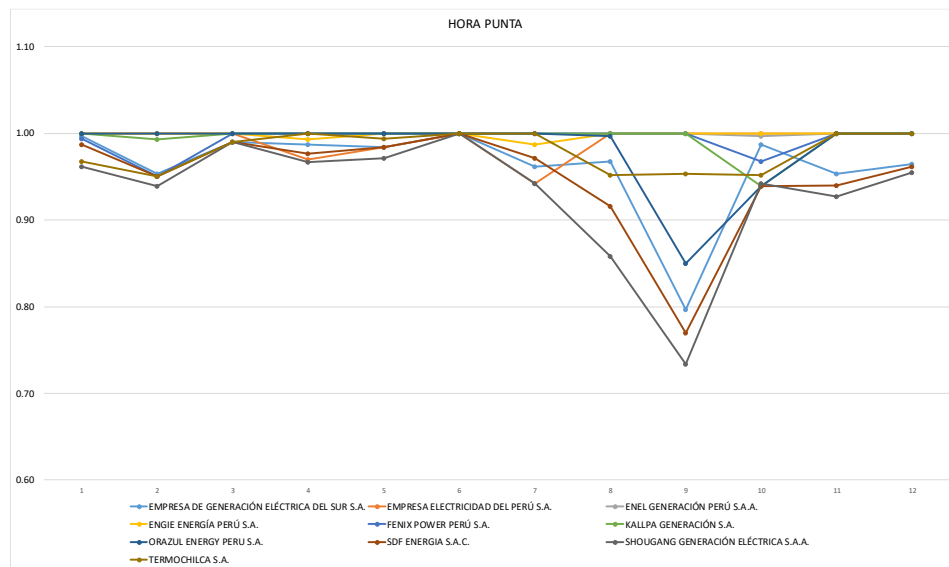
**$PE_{i,t}$**  : Suma de la Potencia activa de las unidades de Generación “i” cada 30 minutos, según lo dispuesto en el PR-05.

**$PES_t$**  : Potencia activa total del SEIN cada 30 minutos; según lo dispuesto en el PR-05.

Si la Potencia activa de la Generadora “i” es mayor o igual a la diferencia entre la Potencia activa del sistema y la máxima demanda del sistema, se considera que la Generadora “i” es “pivotal”; y por lo tanto, la Generadora “i” es fundamental para el SEIN.

En la gráfica siguiente se muestra el desempeño del siguiente indicador para el año 2018

Gráfico 2-1 Indicador Pivotal del año 2018



Fuente. COES  
Elaboración. Propia

**(i.4) Índice de Oferta Residual.** Mide la Capacidad de la oferta residual de cada empresa Generadora de satisfacer la demanda. Se define como la relación entre la oferta residual (la oferta total, menos la Capacidad de cada empresa) y la demanda.

Ecuación 2-4 Índice de Oferta Residual

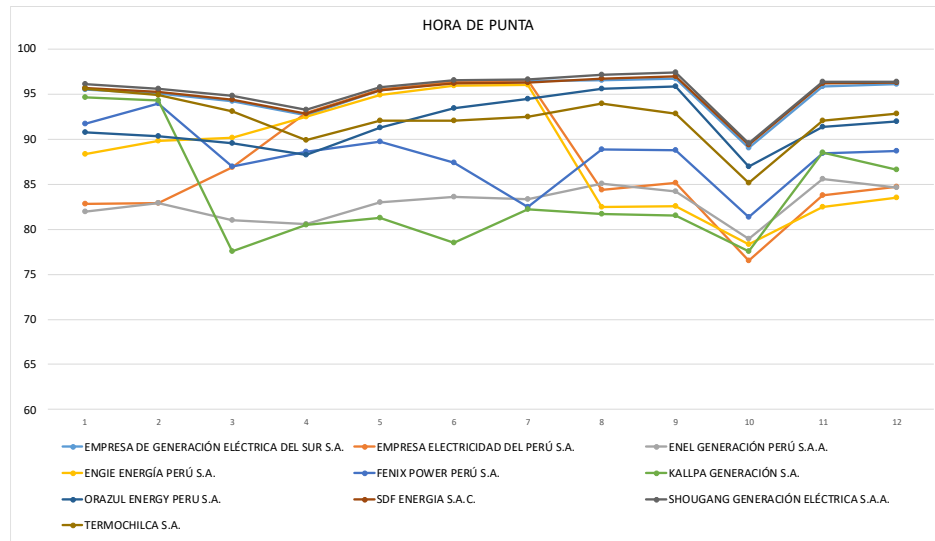
$$RSI_{i,t} = \frac{PES_t - PE_{i,t}}{MD} \times 100\% \dots$$

**Donde:**

- $RSI_{i,t}$**  : Índice de Oferta Residual de la Generadora “i” cada 30 minutos.
- $MD$**  : Máxima Demanda del SEIN previsto en el Programa de Operación Diario, conforme a lo dispuesto en el PR-01.
- $PE_{i,t}$**  : Suma de la Potencia activa de las unidades de Generación de la Generadora “i” cada 30 minutos; según lo dispuesto en el PR-05.
- $PES_t$**  : Potencia activa total del SEIN cada 30 minutos; según lo dispuesto en el PR-05.

En el siguiente Gráfico se muestra cómo se desarrolla el indicador de oferta residual.

Gráfico 2-2. Indicador de oferta residual en hora punta del año 2018



Fuente. COES  
Elaboración. Propia

**(ii) Indicadores de Comportamiento.**

**(ii.1) Índice de Lerner.** Mide el margen del Costo Marginal y el costo variable de las centrales, respecto al Costo Marginal.

Ecuación. 2-5 Índice de Lerner

$$ILE_{k,m,t} = \frac{CMg_{k,m,t} - CV_k}{CMg_{k,m,t}} \dots$$

Donde:

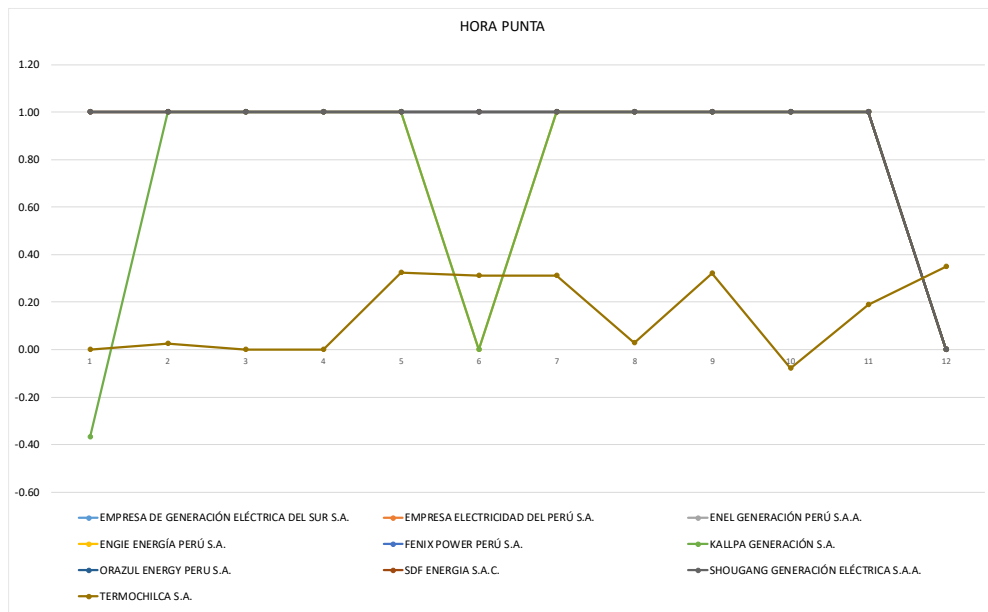
**$ILE_{k,m,t}$**  : Índice de Lerner de la unidad de Generación despachada “k” en la Barra de Transferencia “m” cada 30 minutos.

**$CMg_{k,m,t}$**  : Costos Marginales en la Barra de Transferencia “m” asignada a la unidad de Generación despachada “k” cada 30 minutos. El Costo Marginal de corto plazo se realizará conforme a lo dispuesto en el PR-07.

**$CV_k$**  : Costo variable de la unidad de Generación despachada “k” conforme el PR-031.

En el siguiente gráfico se muestra cómo se desarrolla el indicador de Lerner.

Gráfico 2-3 Indicador del Lerner de hora punta del año 2018



Fuente. COES  
Elaboración. Propia

**(ii.2) Índice del Margen Precio Costo.** Mide la diferencia del Costo Marginal y el costo variable de las centrales, respecto al costo variable.

Ecuación 2-6. Índice del Margen Precio Costo

$$IMU_{k,m,t} = \frac{CMg_{k,m,t} - CV_k}{CV_k} \dots \text{Donde:}$$

$IMU_{k,m,t}$  : Índice de Mark Up de la unidad de Generación despachada “k” en la Barra de Transferencia “m” cada 30 minutos.

$CMg_{k,m,t}$  : Costos Marginales en la Barra de Transferencia “m” asignada a la unidad de Generación despachada “k” cada 30 minutos. El Costo Marginal de corto plazo se realizará conforme a lo dispuesto en el PR-07.

$CV_k$  : Costo Variable de la unidad de Generación despachada “k” conforme al PR-031.

**(iii) Indicadores de Transmisión.**

**(iii.1) Índice de Monitoreo de la Red de Transmisión.** Tiene por objetivo evidenciar a las unidades de Generación con una localización específica, que obtengan poder de mercado, con la presencia de congestión en una parte de la red de Transmisión. Es de aplicación para unidades de Generación que operen por motivos de límite de Capacidad de transformación o líneas de Transmisión.



### Anexo 3. Proyección de la demanda

Para la proyección de la demanda se ha utilizado la metodología de Osinergmin, en la cual se utilizan indicadores macroeconómicos (PBI, Población y Tarifas).

En ese sentido, siguiendo dicha metodología, obtenemos para los años 2019 al 2030 las magnitudes que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 3-1 Análisis descriptivo de la serie histórica WPU 05

Año	Máxima Demanda	Crecimiento	Consumo de Energía	Crecimiento
	MW	%	GWh	%
2019	7,264	5.40%	53,675	4.64%
2020	7,644	5.23%	56,297	4.89%
2021	8,027	5.00%	59,180	5.12%
2022	8,439	5.14%	61,910	4.61%
2023	8,861	5.00%	64,820	4.70%
2024	9,291	4.85%	67,931	4.80%
2025	9,721	4.63%	71,259	4.90%
2026	10,163	4.55%	74,822	5.00%
2027	10,610	4.40%	78,564	5.00%
2028	11,066	4.30%	82,492	5.00%
2029	11,542	4.30%	86,616	5.00%
2030	12,039	4.30%	90,947	5.00%

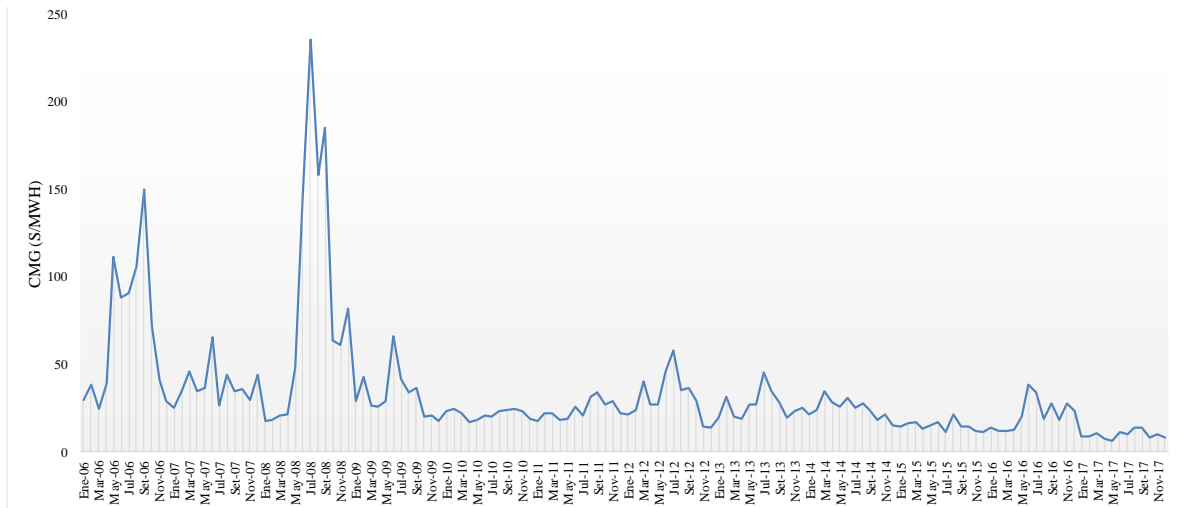
Fuente. Osinergmin  
Elaboración propia

#### Anexo 4. Costo Marginal en la barra Santa Rosa 220 kV (Histórico)

La información histórica del Costo Marginal en Barra Santa Rosa 220 kV se ha obtenido para el periodo de enero 2006 hasta diciembre 2017.

Asimismo, se ha considerado la Barra Santa Rosa 220 kV dado que es la barra la referencia en el sistema. A continuación, se muestra el gráfico de dicha variable:

Gráfico 4-1 Costo Marginal de Energía en Barra de Santa Rosa a 220 Kv (\$/MWh)



Fuente. COES

Elaboración. Propia

## Anexo 5. Precios de Suministro de gas

En base a la información de los Contratos de Suministro de Gas de las empresas de Generación, se ha proyectado el Precio de Suministro de Gas de las centrales de Generación para el periodo 2019 al 2030, en las unidades de US\$/MMBTU, obteniéndose la siguiente tabla:

Tabla 5-1 Precios de Suministro de GN 2017-2030

Año	Ventanilla	Santa			Las			Independencia	Olleros	Fénix
		Rosa	Chilca	Kallpa	Flores	Pisco				
2019	1.5	1.579	1.579	1.579	1.579	1.596	1.732	1.646	1.612	
2020	1.75	1.75	1.596	1.596	1.596	1.75	1.75	1.663	1.63	
2021	1.766	1.766	1.611	1.611	1.611	1.766	1.766	1.679	1.645	
2022	1.784	1.784	1.784	1.627	1.627	1.784	1.784	1.695	1.661	
2023	1.809	1.809	1.809	1.809	1.809	1.809	1.809	1.719	1.809	
2024	1.836	1.836	1.836	1.836	1.836	1.836	1.836	1.745	1.836	
2025	1.865	1.865	1.865	1.865	1.865	1.865	1.865	1.773	1.865	
2026	1.895	1.895	1.895	1.895	1.895	1.895	1.895	1.801	1.895	
2027	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.83	1.926	
2028	1.957	1.957	1.957	1.957	1.957	1.957	1.957	1.86	1.957	
2029	1.989	1.989	1.989	1.989	1.989	1.989	1.989	1.89	1.989	
2030	2.021	2.021	2.021	2.021	2.021	2.021	2.021	1.921	2.021	

Fuente. Osinergmin  
Elaboración. Propia

## **Anexo 6. Precios de Transporte de GN**

En base a la información de los Contratos de Transporte de GN de las Generadoras, se ha proyectado el Precio de Suministro de GN de las centrales de Generación para el periodo 2019 al 2030, en las unidades de US\$/MMBTU, obteniéndose la siguiente tabla:

Tabla 6-1 Precios de Transporte de GN 2019-2030

<b>Año</b>	<b>Transporte (US\$/MMBTU)</b>
2019	1.10
2020	1.12
2021	1.15
2022	1.17
2023	1.19
2024	1.22
2025	1.24
2026	1.27
2027	1.29
2028	1.32
2029	1.34
2030	1.37

Fuente. Osinergmin  
Elaboración. Propia

## Anexo 7. Precios de Distribución de GN

En base a la información de los Contratos de Distribución de Gas de las empresas de Generación, se ha proyectado el Precio de Suministro de Gas de las centrales de Generación para el periodo 2019 al 2030, en las unidades de US\$/MMBTU, obteniéndose la información registrada en la siguiente tabla:

Tabla 7-1 Precios de Distribución de GN 2017-2030

Año	Distribución (US\$/MMBTU)
2019	0.44
2020	0.45
2021	0.46
2022	0.47
2023	0.48
2024	0.49
2025	0.50
2026	0.51
2027	0.52
2028	0.53
2029	0.54
2030	0.55

Fuente. Osinergmin  
Elaboración. Propia

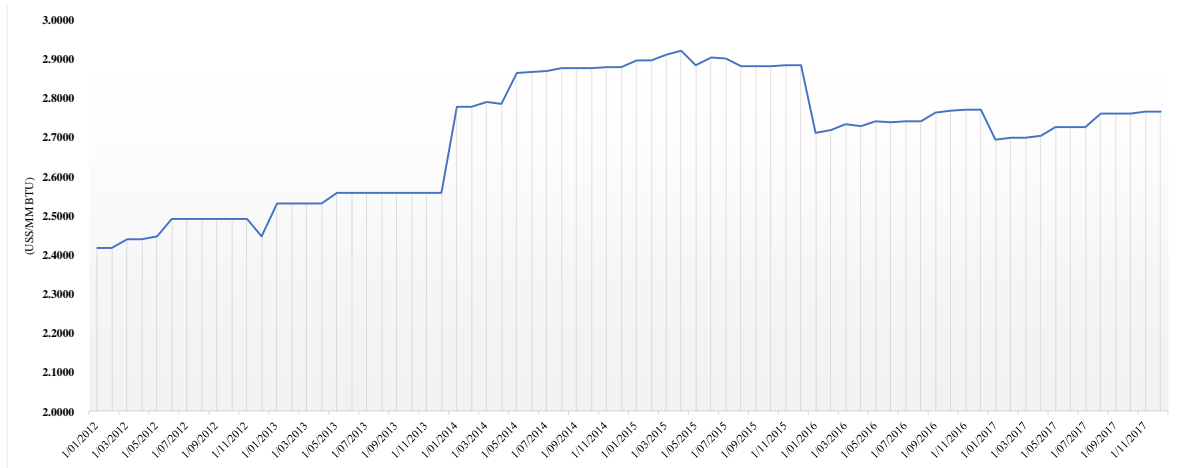
### Anexo 8. Precios de GN de Osinergmin (histórico)

La información histórica del Precio de GN publicado por Osinergmin, en US\$/MMBtu, se ha obtenido para el periodo de enero 2012 hasta diciembre 2017.

Es preciso indicar, que dicho precio se obtiene mediante el Procedimiento para la Determinación del Precio Limite Superior del Gas Natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra indicado en Resolución OSINERG N°108/2006-OS/CD.

A continuación, se muestra en detalle los registros históricos:

Gráfico 8-1 Precio de Gas Natural según Osinergmin (US\$/MMBTU)



Fuente. Osinergmin  
Elaboración. Propia

### Anexo 9. GN Consumido por Generadora (histórico)

En la siguiente tabla se muestra el consumo histórico de GN en millones de metros cúbicos:

Tabla 9-1 Consumo de Combustible (en millones de metros cúbicos)

Año	Enel Generación [1]	Engie	Sdf Energía	Kallpa	Egasa	Egesur	Termochilca	Fénix Power
2005	626							
2006	650	25						
2007	706	515		78				
2008	777	683		276				
2009	745	732	52	347				
2010	878	671	59	882	5	1		
2011	990	771	39	1094	100	23		
2012	929	1056	69	1025	86	35		
2013	867	1094	64	1048	109	37	16	0
2014	902	1109	62	1115	173	39	100	291
2015	771	1077	69	982	172	34	106	646
2016	849	1113	58	1136	177	33	306	639
2017	672	1061	69	665	164	36	175	734
2018	773	665	61	835	28	33	336	693

Nota: [1] Incluye el volumen asignado a Etevensa (2004 al 2006)

Fuente. COES

Elaboración. Propia

### **Anexo 10. Cantidad contratada (*Take or Pay*)**

En base a la información de los Contratos de Suministro de GN de las empresas de Generación y las publicaciones de Osinergmin (Fijación Tarifaria), se ha obtenido el nivel de *Take or Pay* de tales empresas, cuyo resumen se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 10-1 Cantidad contratada con cláusulas Take or Pay

<b>Empresa</b>	<b>CDC [m<sup>3</sup>/día]</b>	<b>CDM [m<sup>3</sup>/día]</b>	<b>CDC (MMPCD)</b>	<b>CDM (MMPCD)</b>	<b>%Take or Pay</b>
<b>Enel S.A.A.</b>	2,100,000	3,901,000	74.2	137.8	100%
<b>Engie S.A.</b>	1,975,000	3,950,000	69.7	139.5	100%
<b>Kallpa Generación S.A.</b>	2,225,000	4,250,000	78.6	150.1	100%
<b>Egasa</b>	285,370	570,742	10.1	20.2	100%
<b>Egesur</b>	130,000	130,000	4.6	4.6	75%
<b>Termochilca S.A.C.</b>	1,275,000	1,275,000	45.0	45.0	70%
<b>Fenix S.A.</b>	2,380,000	2,380,000	84.0	84.0	90%

Fuente. Osinergmin y Contratos de Suministro de GN  
Elaboración. Propia

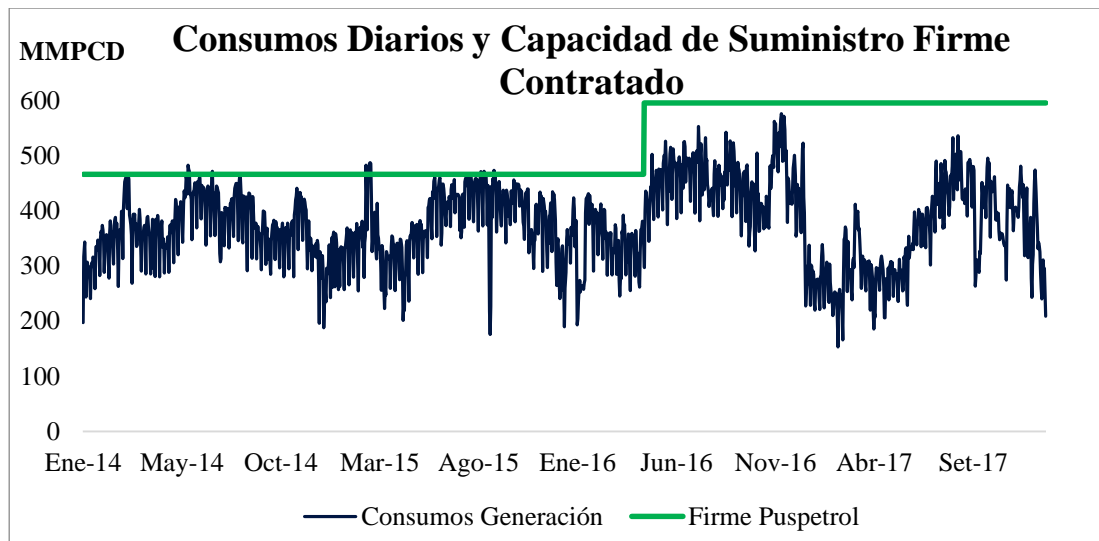


### Anexo 11. Consumos asignados a la Generación comparados con lo contrato (Suministro y Transporte)

Tomando como referencia el consumo diario de todas las centrales, durante el periodo enero 2014 a diciembre 2017, se ha procedido a la comparación de dichos consumos con la Capacidad de Suministro firme y la Capacidad de Transporte Firme contratado.

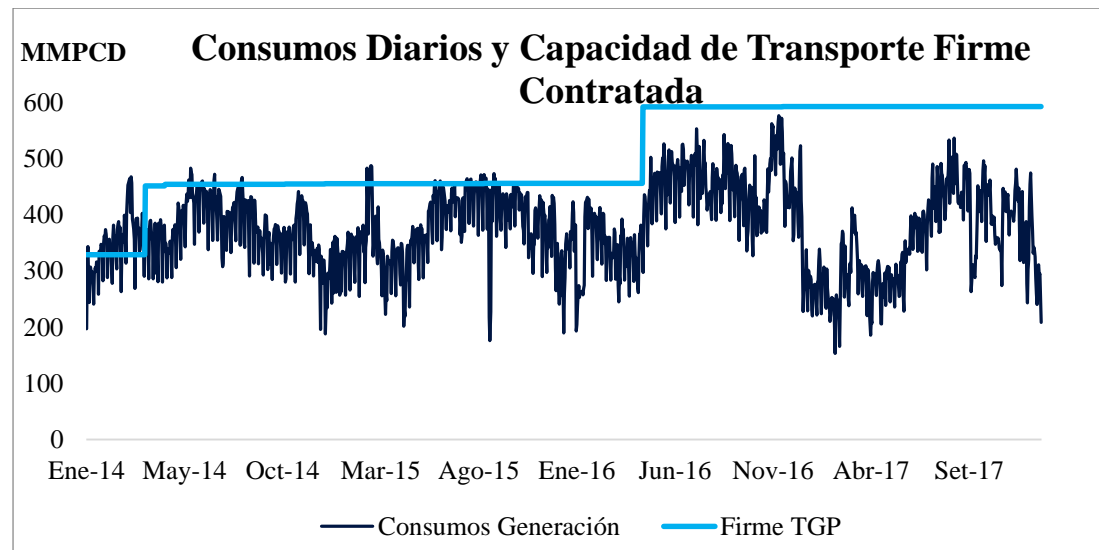
En se sentido, se obtienen las siguientes gráficas:

Gráfico 11-1 Consumos Diarios y Capacidad de Suministro Firme Contratado



Fuente. Osinergmin  
Elaboración. Propia

Gráfico 11-2 Consumos Diarios y Capacidad de Transporte Firme Contratada



Fuente. Osinergmin  
Elaboración. Propia

De ambas gráficas se puede apreciar la estacionalidad del consumo de GN de las centrales que usan el GN de Camisea, como producto de la estacionalidad hidrológica del Perú pues se requiere un mayor despacho de las centrales térmicas a GN en épocas de estiaje.

Asimismo, a partir del año 2016, en el cual se incrementó la Capacidad de Suministro y Transporte para el sector de Generación, puede apreciarse una mayor holgura entre la Capacidad contratada firme (en Suministro y Transporte) respecto al consumo de GN.

## **Anexo 12. Propuesta Regulatoria de Mediano Plazo**

### **LEY DE OPTIMIZACIÓN DEL RÉGIMEN LEGAL DE FORMACIÓN DE PRECIOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA**

#### **Artículo 1.- Objeto**

El objeto de la presente Ley es optimizar los mecanismos de formación de precios en el Mercado de Corto Plazo de Electricidad.

#### **Artículo 2.- Adecuación de contratos de Suministro de gas natural para Generación eléctrica**

2.1 La suscripción de nuevos contratos, así como la extensión y/o prórroga de los contratos de Suministro de gas natural para Generación eléctrica destinada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional se adecúa a las condiciones del artículo siguiente.

2.2 De forma voluntaria, las Generadoras transfieren al patrimonio fiduciario creado por el COES (Patrimonio Fideicometido), las cantidades contractuales de Suministro, Transporte y Distribución pendientes de utilizar. Dicha transferencia es requisito para participar en el reembolso remunerado mediante el cargo establecido en el artículo 7.

#### **Artículo 3.- Régimen de adecuación de los contratos de Suministro de gas natural**

3.1 La programación de las cantidades de gas natural a contratar por los Generadores que utilizan gas natural es definida por el Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado -SEIN bajo los criterios de mínimo costo, seguridad y confiabilidad en el corto y mediano plazo.

3.2 El COES define las cantidades a contratar por cada central, bajo criterio de optimización del SEIN, así como el porcentaje contratado bajo cláusulas “*Take or Pay*”, “*Curry Forward*”, “*Make up*” o equivalentes.

3.3 El COES administra -en el marco del Patrimonio Fideicometido- la utilización de gas natural y el ejercicio y liquidaciones de las cláusulas “*Curry Forward*”, “*Make Up*” o equivalentes.

3.4 Las transferencias de Suministro de gas natural entre Generadoras ordenadas por el COES del Patrimonio Fideicometido- a efectos de realizar el despacho económico no configuran reventas o ventas en mercado secundario y similar. Constituye requisito para lo establecido en el presente numeral que el gas natural no se utilice para finalidad distinta a la Generación eléctrica.

**Artículo 4.- Definición del Costo Variable Combustible de Unidades de Generación que utiliza Gas Natural.**

4.1 El Costo Variable Combustible de las Unidades de Generación que utilizan gas natural se sujeta al régimen establecido en el artículo 42 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

4.2 Se exceptúa de lo dispuesto en el numeral anterior, el despacho ordenado por el COES con la finalidad de minimizar el Gas pagado no consumido luego del ejercicio de las cláusulas “*Curry Forward*” o “*Make Up*”, cuyo Costo Variable Combustible para el despacho económico podrá ser menor al costo variable aplicable.

**Artículo 5.- Régimen de los costos asociados al Transporte de gas natural**

5.1 La programación de la Capacidad de Transporte de gas natural es definida por el COES bajo los criterios de mínimo costo, seguridad y confiabilidad en el corto y mediano plazo.

5.2 El COES define las cantidades a contratar por cada central, así como el porcentaje contratado bajo cláusulas “*Ship or Pay*”, “*Curry Forward*”, “*Make up*” o equivalentes.

5.3 El COES administra -en el marco del Patrimonio Fideicometido- la utilización de la Capacidad de Transporte, el ejercicio y liquidaciones de las cláusulas “*Curry Forward*”, “*Make Up*” o equivalentes. Los Generadores ceden su ejercicio de pleno derecho.

5.4 Las transferencias de Capacidad de Transporte entre Generadoras ordenadas por el COES a efectos de realizar el despacho económico no configuran reventas o ventas en mercados secundarios y similares. Constituye requisito para lo establecido en el presente numeral que la Capacidad de Transporte no se utiliza para finalidad distinta a la Generación eléctrica.

5.5 Las transferencias de Capacidad de Transporte residual de lo dispuesto en el numeral anterior.

**Artículo 6.- Régimen de los costos asociados a la Distribución de GN natural**

6.1 La programación de la Capacidad de Distribución de GN natural es definida por el COES bajo los criterios de mínimo costo, seguridad y confiabilidad en el corto y mediano plazo.

6.2 El COES define las cantidades a contratar por cada central, así como el porcentaje contratado bajo cláusulas “*Ship or Pay*”, “*Curry Forward*”, “*Make up*” o equivalentes.

6.3 El COES administra -en el marco del Patrimonio Fideicometido- la utilización de gas natural, el ejercicio y liquidaciones de las cláusulas “*Curry Forward*”, “*Make Up*” o equivalentes. Los Generadores ceden su ejercicio de pleno derecho.

6.4 Las transferencias de Capacidad de Transporte entre Generadoras ordenadas por el COES a efectos de realizar el despacho económico no configuran reventas o ventas en mercado secundario y similar. Constituye requisito para lo establecido en el presente numeral que la Capacidad de Transporte no se utiliza para finalidad distinta a la Generación eléctrica.

6.5 Las transferencias de Capacidad de Transporte residual de lo dispuesto en el numeral anterior.

#### **Artículo 6.- Adecuación de normas reglamentarias**

6.1 El Ministerio de Energía y Minas realiza las adecuaciones normativas a nivel infra legal en un plazo máximo de noventa 90 días calendarios desde la vigencia de la presente Ley.

6.2 El COES propone al Osinergmin la adecuación de sus procedimientos técnicos y la proposición de nuevos procedimientos técnicos en un plazo de noventa (90) días calendario. El Osinergmin las aprueba en un plazo de 90 días calendarios.

#### **Artículo 7.- Cargo por coordinación centralizada**

7.1 El pago de gas contratado, Capacidad de Transporte y Distribución contratada y no consumida, en el marco del Patrimonio Fideicometido- es reembolsado por el COES. Los montos son recaudados a través de un cargo asociado al peaje de conexión.

7.2 No son objeto de pago a través del cargo, el Suministro, Transporte y Distribución contratado más allá de la programación realizada por el COES.

#### **Artículo 8.- Vigencia**

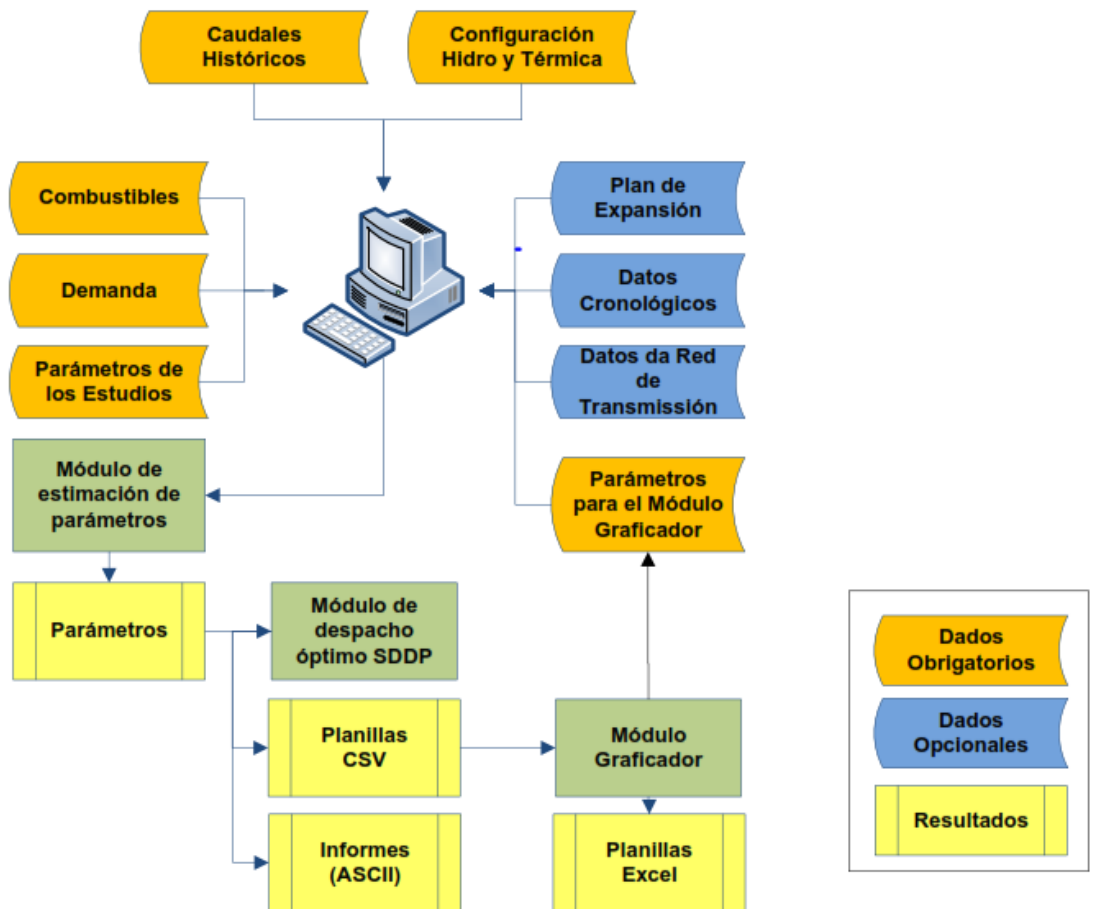
La presente Ley inicia en su vigencia el día siguiente de su publicación.

### Anexo 13. Descripción del modelo del SDDP

Es un modelo, de despacho hidrotérmico con representación de la red de Transmisión y utilizado en los estudios operativos de corto, mediano y largo plazo.

El flujo de ejecución de las actividades de planificación operativa, los principales datos de entrada y los enlaces entres los módulos del sistema SDDP, se presenta en el siguiente gráfico.

Gráfico 13-1 Flujo de ejecución de Modelo



Fuente y elaboración. Manual de Usuario del Programa SDDP

SDDP es utilizado en las evaluaciones de empresas, interconexiones internacionales y análisis de nuevos proyectos hidroeléctricos y térmicos, con el fin de conocer los distintos aspectos como son:

- Detalles operativos de las plantas hidroeléctricas (representación individualizada, balance hídrico, límites de turbinado y almacenamiento, volúmenes de seguridad, vertimiento, filtración, entre otras.).
- Detalles de las plantas térmicas (“commitment”, restricciones de Generación debidas a contratos “*Take or Pay*”, curvas de eficiencia cóncavas y convexas, restricciones de consumo de gas, térmicas bi-combustible, entre otras.).
- Representación de los mercados “*spot*” y de los contratos de Suministro.
- Incertidumbre hidrológica: es posible utilizar modelos estocásticos de caudales que representan las características hidrológicas del sistema (estacionalidad, dependencia temporal y espacial, sequías severas entre otras.) y el efecto de fenómenos climáticos específicos como por ejemplo el de El Niño.
- Detalles del sistema de Transmisión: leyes de Kirchhoff, límites de flujo de Potencia en cada circuito, pérdidas, restricciones de seguridad, límites de exportación e importación por área eléctrica, entre otras.
- Variación de la demanda por escalones y por barra del sistema, con etapas mensuales o semanales (estudios de mediano o largo plazo) o a nivel horario (estudios de corto plazo).
- Restricciones de Suministro (“*commodity*” y Transporte) del GN.

La metodología utilizada en el modelo SDDP es la llamada programación dinámica estocástica, permite representar la función de costo futuro de la PDE tradicional como una función lineal por partes. Por este motivo no es necesario enumerar las combinaciones de niveles de los embalses, lo que permite obtener la solución óptima estocástica para sistemas con un gran número de plantas hidroeléctricas. Todos los resultados detallados del modelo SDDP nos indican:

- Estadísticas operativas: Generación hidroeléctrica y termoeléctrica, costos operativos de las térmicas, intercambio de Energía, consumo de combustible, riesgos de déficit, Energía no-suministrada, entre otras.
- Costos Marginales de corto plazo: estos costos se utilizan para representar precios de compra y de oferta de Energía en el despacho.
- Costos Marginales de Capacidad: estos costos miden el beneficio operativo cuando se refuerza la Capacidad instalada de una planta térmica, el límite de turbinado de una planta hidroeléctrica o la Capacidad de almacenamiento de un embalse, y son utilizados para determinar las adiciones de máxima eficiencia económica para el sistema.

## **Anexo 14. Descripción del modelo del SDDP**

En la siguiente evaluación económica, se analizará el impacto de los ingresos por Potencia en el valor presente neto (o VAN) del proyecto.

### **Consideraciones para la evaluación:**

- Evaluación financiera de una central termoeléctrica.

Se realizó una evaluación de financiera, tomando en cuenta la información del libro “Inversión en Generación eficiente ante la crisis del mercado eléctrico”.

Evaluación considerando la Opción Regulatoria 3 (Variabilizando Sx, Tx y Dx)

Dónde:

La planta de Generación térmica la cual contara con una Capacidad de 365MW.

- Costos de inversión

De acuerdo a nuestra referencia, para instalar una central con la Capacidad mencionada se requiere una inversión de 194, 889, 001 dólares americanos.

- Costos de Operación y Mantenimiento Fijo.

Costos de personal 1, 256, 280 dólares americanos por año

Variable.

Costo de Combustible

1.3693 dólar por MMBTU

Considerando que 1MMBTU produce 293.Kw.h que equivale a 0.29307 MWh.

Por lo tanto, el producir 1 MWh cuesta 4.67226 dólares y si a este precio se le considera un término de eficiencia de 52.67%, el costo final s de 8.87 dólares para producir un MWh

Transporte

0.79 dólar por 1MMBTU. Considerando los mismos factores para el Suministro, el precio del Transporte de GN será de 5.12 dólares por MWh.

Otros costos

Según el régimen de operación. Para una operación con GN en carga base, el costo baribal es de aproximadamente 1.2 dólares por MWh.

- Cronograma de Desembolso



Generalmente estas plantas se construyen e aproximadamente 2 años después de darla orden de proceder.

Los desembolsos se realizarán de la siguiente forma:

Tabla 14-1 Desembolsos

	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
US\$	29,989,000.00	12,462,000.00	152,439,080.00
S/.	96,564,580.00	40,127,640.00	490,853,838.00

Fuente y elaboración. Alarcón y Rocha (2008)

Para el desembolso se tomó como tipo de cambio 3.22 soles por cada dólar.

- Evaluación Económica

Se toma la premisa que el 75% de la Energía suministrada se distribuye fuera de punta y el otro 25% se distribuye en punta.

Tipo de cambio para la evaluación del flujo de caja

Tabla 14-2 Tipo de Cambio

<b>Años</b>	<b>Tipo de Cambio</b>
2021	3.361666667
2022	3.381666667
2023	3.395833333
2024	3.4
2025	3.4
2027	3.4
2028	3.4
2029	3.4
2030	3.4
2031	3.4
2032	3.4
2033	3.4
2034	3.4
2035	3.4
2036	3.4
2037	3.4
2038	3.4

2039	3.4
2040	3.4

Fuente. Alarcón y Rocha, 2008  
Elaboración. Propia

- Costo de oportunidad y tasas de descuento

Tabla 14-3 COK del accionista

<b>COK del accionista</b>	
Beta	0.515
rf(tasa libre de riesgo)	3.89%
Rm (retorno de mercado)	11.72%
RP(riesgo país)	1.46%
Koa	7.38%
$Ke=rf+Be(Rm-rf) + RP$	
Ke (COK accionista)	9.38%
COK Trimestral	2.35%

Fuente. Alarcón y Rocha, 2008  
Elaboración. Propia

- Relación deuda capital

Tabla 14-4 Costo Promedio Ponderado del Capital (CPPC)  
Tasa anual

Deuda bancaria	60%	8.00 %
Aporte por accionista	40%	9.38%
CPPC		7.10%

Fuente. Alarcón y Rocha, 2008  
Elaboración. Propia

- Flujo de Caja

Considerando que la planta cuenta con las siguientes variables técnicas.

### Variables Técnicas

Potencia Instalada	365	MW
Factor de planta	90	%
Operación y mantenimiento	1.2	dólares/MW.h

Fuente. Alarcón y Rocha, 2008  
Elaboración. Propia

- Precio por considerar

Tabla 14-5 Precio de la Potencia

PPM	Soles // kW-mes	15.8
-----	-----------------	------

Fuente. Alarcón y Rocha, 2008  
Elaboración. Propia

Tabla 14-6 Financiamiento

Apalancamiento	60%
Capital propio	40%
Total de la deuda(soles)	376,525,549.80

Fuente. Alarcón y Rocha, 2008  
Elaboración. Propia

### Resultado:

A continuación, en la Tabla 14-7, se muestra el impacto que puede tener el ingreso de Potencia en la evaluación de un proyecto térmico a base de GN.

Tabla 14-7 Variación del precio de la Potencia

% del Precio de la potencia base	VAN (Soles)	Variación del VAN respecto a la VAN Base
90.0%	924,209,997	-6.26%
92.5%	939,647,026	-4.70%
95.0%	955,084,055	-3.13%
97.5%	970,521,084	-1.57%
100.0%	985,958,113	0.00%
102.5%	1,001,395,142	1.57%
105.0%	1,016,832,171	3.13%
107.5%	1,032,269,200	4.70%
110.0%	1,047,706,229	6.26%

Fuente. Alarcón y Rocha, 2008.  
Elaboración. Propia

De acuerdo a la tabla 14-1, una variación del 2.5%, positiva o negativa, del precio de la Potencia implica una variación del VAN en 1.57%, positiva o negativa respectivamente.

## BIBLIOGRAFÍA

### Libros

- Alarcón, P., Rocha, F. (2008). *“Inversión en Generación eficiente ante la crisis del mercado eléctrico- Lima”*. Universidad ESAN.- (Publicaciones en Finanzas y Derecho Corporativo; 2). Lima-Perú.
- Allen, E., Ilić. M. (1999). *“Advances in Industrial Control. Price-Based Commitment Decisions in the Electricity Market”*. Springer-Verlag London . Inglaterra.
- B. Bezerra, L. A. Barroso, R. Kelman, B. Flach, M. L. Latorre, N. Campodonico y M. Pereira, «Integrated Electricity-Gas Operations Planning in Long-term Hydroscheduling Based on Stochastic Models,» Handbook of Power Systems I, Springer Berlin Heidelberg, pp. 149-175, 2010.
- Becker, Fernando., López García de la Serrana, Javier., Martínez-Simancas, Julián., Sala Arquer., José Manuel. (2009). *“Tratado de Regulación del Sector Eléctrico. Tomo I y Tomo II”*. Editorial Aranzadi, S.A. Pamplona-España.
- Belyaev. L. (2011). *“Electricity Market Reforms: Economics and Policy Challenges”*. Springer-Verlag New York. Estados Unidos.
- Bendezú Medina, Luis y Gallardo Ku, José. Análisis Econométrico de la Demanda de Electricidad en Hogares Peruanos. Documento de Trabajo N° 16. Oficina de Estudios Económicos. Lima. Diciembre 2006.
- Bruns, E., Ohlhorst, D., Wenzel, B, Köppel. J. (2011). *“Renewable Energies in Germany’s Electricity Market: A Biography of the Innovation Process”*. Springer Netherlands. Holanda.
- Castro, J. y Rivas-Llosa, R. (2012). *“Econometría Aplicada”*. Universidad del Pacífico. Lima-Perú.
- Clark, W., Bradshaw. T. (2006). *“Electricity Market Reform An International Perspective”*. Elsevier. Estados Unidos.
- Eakin. K, Faruqui Ahmad. (2000). *“Pricing in Competitive Electricity Markets”*. Topics in Regulatory Economics and Policy Series. Estados Unidos.
- Ela Erik, Milligan Michael, Bloom Aaron, Botterud Audun, Townsend Aaron y Levin Todd. Incentivizing Flexibility in System Operations en Electricity Markets with Increasing Levels of Renewable Generation: Structure, Operation, Agent-based Simulation, and Emerging Designs. Springer. 2018. Páginas 116 a 125.
- Dammert, A., García, R. y Molinelli, F. (2008). *“Regulación y supervisión del sector eléctrico”*. Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú. Lima-Perú.
- Dammert, A., García, R. (2017). *“Economía de la Energía”*. Fondo Editorial de la PUCP. Lima-Perú.

- Fereidoon, P., Pfaffenberger, P. (2006). *“Electricity Market Reform: An International Perspective”*. Elsevier Global Energy Policy and Economics Series.
- Filippini, M. (1997). *“Contributions to Economics. Elements of the Swiss Market for Electricity”*. Physica-Verlag Heidelberg. Alemania
- Greer, M. (2012). *“Electricity Marginal Cost Pricing. Applications in Eliciting Demand Responses”*. Butterworth Heinemann. Estados Unidos.
- Glachant, J. (2000). *“Electricity reform in Europe - Towards a single Energy market”*. Estados Unidos.
- Griffin, J. y Puller, S. (2005). *“Electricity Deregulation. Choices and Challenges”*. University of Chicago Press. Estados Unidos.
- González-Díaz, F. *“EU Policy on Capacity Mechanisms”* en Hancher, L., De Hauteclocque, L. Sadowska, M. (2015). *“Capacity Mechanisms in EU Energy Market. Law, Policy and Economics”*. Oxford University. Reino Unido
- Harris, C. (2006). *“Electricity Markets: Pricing, Structures and Economics”*. The Wiley Finance Series. Estados Unidos.
- Harris, C. (2014). *“Fixed and variable costs: theory and practice in electricity”*. Primera Edición Palgrave Macmillan. Nueva York. Estados Unidos.
- Harris, Chris. (2015). *“Peak Load and Capacity Pricing: Theory and Practice in Electricity”*. Palgrave Macmillan. Estados Unidos.
- Hunt, S., Wiley. (2002). *“Making competition work in electricity”*. Wiley. J. & Sons. New York - Estados Unidos.
- International Energy Agency (IEA) and Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD) (2005) *“Lessons from Liberalised Electricity Markets”*. Energy Market Experience. Paris.
- International Energy Agency. (2005). *“Energy Market Experience Learning from the Blackouts: Transmission System Security in Competitive Electricity Markets”*. Energy Market Experience. Paris.
- Jordan-Korte, K. (2011). *“Government Promotion of Renewable Energy Technologies. Policy Approaches and Market Development in Germany, the United States and Japan”*. First Edition. Berlin - Alemania.
- Joskow, P. (1999) *“Documento de trabajo N° 173. Introduciendo la competencias en las industrias de redes reguladas: de las jerarquías a los mercados en el sector de la electricidad”*. PUCP. Lima- Perú.
- Kirschen, D., Strbac, G. (2004). *“Fundamentals of Power Systems Economics”*. University of Manchester Institute of Science & Technology (UMIST). U.K.

- Kraft, Emil. (2017). *“Analysis and Modelling of the French Capacity Mechanism Impact Assessment of Energy Policy Measures on the Security of Supply. With a foreword by Prof. Dr. Wolf Fichtner”*. Springer Gabler. Berlín - Alemania.
- Leigh Hancher. Adrien de Hauteclocque y Malgorzata Sadowska. *“Capacity Mechanisms in the EU Energy Market. Law, Policy, and Economics”*. (2015). Oxford University Press. Reino Unido.
- Lévêque, F. (2003). *“Transport Pricing of Electricity Networks”*. Springer. Estados Unidos.
- Magnus, E., Midttun, A, (2000). *“Electricity Market Reform in Norway”*. Palgrave Macmillan UK. Reino Unido.
- Martínez - Fraga, P. y Ryan Reetz, C. (2018). *“La utilidad Pública en el derecho internacional. Una revisión de la soberanía regulatoria en la era global”*. Fondo Editorial de la Universidad del Pacífico. Lima - Perú.
- Martínez Díaz ,D. (2008) *“Production Cost Models with Regard to Liberalised Electricity Markets Zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Wirtschaftswissenschaften”*. Universität Karlsruhe (TH). Universitätsverlag Karlsruhe. 2008. Karlsruhe, Alemania.
- Mäntysaari, P. (2015). *“EU Electricity Trade Law: The Legal Tools of Electricity Producers in the Internal Electricity Market”*. Springer International Publishing. Estados Unidos.
- Midttun, A. (2000). *“Electricity Market Reform in Norway”*. Palgrave Macmillan UK. Reino Unido.
- Massachusetts Institute of Technology. (2016). *“Utility of the future”*. A MIT Energy Initiative response to an industry in transition. Estados Unidos.
- Mercados Energéticos Consultores (Buenos Aires, Argentina), e Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comilla (Madrid, España) (2009) *“Libro Blanco del Marco Regulatorio de la Distribución Eléctrica en el Perú”*. Preparado para Osinergmin. Lima-Perú.
- Moreno, F. (2013). *“Regulación Comparada de Energía renovables”*. 8. Colección de Regulación Minera y Energética. Universidad Externado de Colombia. Colombia.
- OECD Publishing, (2003). *“The Power to Choose: Demand Response in Liberalised Electricity Markets (Energy Market Reform)”*. Estados Unidos.
- OECD Publishing. (2003). *“Power Generation Investment in Electricity Markets (Energy Market Reform)”*. Estados Unidos.
- O’Sheasy, M, Camfield, R, Faruqui, Ahmad, Eakin, B. (2002). *“Electricity Pricing in Transition”*. Topics in Regulatory Economics and Policy Series 42. Springer. Estados Unidos.
- Palma, B., Jiménez, E.y Alarcón, A. (2018) *“IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2017”*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

- Pardo, M. (2012). “*Casos de concentraciones empresariales en el sector energético europeo. Colección de Estudios en Derecho Minero y Energético N°3*”. Universidad Externado de Colombia. Primera Edición. Colombia.
- Parkin, M. (2010). “*Microeconomics*”. Pearson Education. Novena Edición. México.
- Pérez-Arriaga, J.I. (2013). “*Regulation of the Power Sector*”. Springer. Londres - Reino Unido.
- Rifkin, J. (2014). “*The Zero Marginal Cost Society: The Internet of Things, the Collaborative Commons, and the Eclipse of Capitalism*”. Palgrave Macmillan. Estados Unidos
- Rothwell, G. y Gómez, T.(2003) “*Electricity Economics. Regulation and Deregulation*”. IEEE. Estados Unidos.
- Ruff, L., Einhorn, M., Siddiqi, R. (1996). “*Electricity Transmission Pricing and Technology*”. Springer Netherlands. Estados Unidos.
- Sawan, S., Samarjit, S., Chakrabarti, A. (2005) “*Electricity Pricing. Regulated, Deregulated and Smart Grid Systems*”. CRC Press Taylor & Francis Group. Estados Unidos.
- Schweppe, F., Caramanis, Michael, Tabors, Richard, Bohn, Roger. (1988) “*Spot Pricing of Electricity*”. 1 ed. Kluwer International Series in Engineering and Computer Science. Springer US. Estados Unidos.
- Sen, S., Sengupta, S, Shakrabarti, A. (2014). “*Electricity Pricing: Regulated, Deregulated and Smart Grid Systems*”. CRC Press. Estados Unidos.
- Servicio Nacional de Aprendizaje-SENA. (2013). “*Caracterización del Sector Eléctrico Colombiano*”. Medellín - Colombia.
- Schöne, Estefan. (2009). “*Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems 617. Auctions in the Electricity Market*”. Springer-Verlag Berlin Heidelberg. Alemania.
- Shweppe,F., Caramanis, M., Tabors, R., Bohn, R.(1998) “*Back to the future :Spot pricing of electricity*”. The Kluwer international series in engineering and computer science. Power electronics & Power Systems. University of Wisconsin. Madison. Kluwer Academic Publishers. Boston. Estados Unidos.
- Skytte Klaus, and Grohnheit Paul Erik. Market Prices in a Power Market with More than 50% Wind Power en Electricity Markets with Increasing Levels of Renewable Generation: Structure, Operation, Agent-based Simulation, and Emerging Designs. Springer. 2018. Páginas 81 a 115.
- Stoft,S. (2002). “*Power System Economics. Designing Markets for Electricity*”. IEEE Press & Wiley - Interscience A John Wiley & Sons, INC. Estados Unidos.
- Tsangaris, Panagiotis, T. (2017). “*Capacity Withdrawals in the Electricity Wholesale Market Between Competition Law and Regulation*”. Munich Studies on Innovation and Competition. Alemania.



Tempest, P., Graham, Trotman (1983) *“Energy Economics in Britain”*. British Institute of Energy Economics. London. U.K.

Thomas, C. (1996). *“Renewable Generation: The British Experience”*. Office of Electricity Regulation, Great Britain. WREC.

### **Artículos**

Consortio PSR-Moray para la Asociación de Generadoras de Chile (AG). (2018). Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes. Informe Final.

Druce, D. (2007). *“Modelling the transition from cost-based to bid-based pricing in a deregulated electricity-market”*. Applied Energy 84 1210-1225.

Fisher, R. (2017) *“Tratamiento de las cláusulas TOP en las declaraciones de precio de gas en el mercado eléctrico peruano”*. Informe realizado por encargo del Ministerio de Energía y Minas.

Fleten, S., Maribu, K., y Wangensteen, I. (2007) *“Optimal investment strategies in decentralized renewable power generation under uncertainty”*. Energy 32 803-815.

Hammons, T., Barroso, L. y Rudnick, H. (2011). *“Latin America: market mechanisms and supply adequacy in power sector reforms”*. Energy Syst (2011) 2: 83-2011.

Jelderes Venzano Carlos, Pedreros Riquelme Edson, Rudnick Van De Wyngard Hugh. Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería. Departamento de Ingeniería Eléctrica. (2011) Informe Final. Proyecto de Investigación “Confiabilidad en Sistemas Eólicos-Hidrotérmicos”. Mercados Eléctricos IEE3372

Kazemilari, M, Mardani,A., Streimikiene, D. (2017) *“An overview of renewable energy companies in stock Exchange: Evidence from minimal spanning tree aproach”*. Renewable Energy 102 107-117.

Kreith, F., Foster, B. y Brown, M. (1996). *“Incentives for Renewable Energy Generation in the United States”*. National Conference of State Legislatures, 1560 Broadway, Suite 700 Denver, Colorado 80202. WREC.

Kumbaroğlu, G., Madlener R., Mustafa, D. (2008). *“A real option evaluation model for the diffusion prospects of new renewable power generation technologies”*. Energy Economics 30 1882-1908.

Mason, I. y Williamson, A. (2010). *“A 100% renewable electricity generation system for New Zealand utilising hydro, wind, geothermal and biomass resources”*. Energy Policy 38 3973-3984.

Matus Marcelo, Benavides Carlos, Sepúlveda Rodrigo, Sierra. (2018). Centro de Energía Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Universidad Chile. Estudio de Modelación de largo plazo y corto plazo en el marco del proceso de planificación. Informe Final preparado para el Ministerio de Energía de Chile.

- Matus Marcelo, Benavides Carlos, Rahmann Claudio, Pereira Eduardo, Bassi Vincenzo, Álvarez Ricardo, Toro Carlos, Riquelme Toro. Centro de Energía Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile para la Dirección de Planificación y Desarrollo del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Nacional. (2016). Informe Final. Estudio de Integración de ERNC al Sistema Interconectado Nacional.
- Mondal, A., Denich, M. (2010). “*Assessment of renewable energy resources potential for electricity generation in Bangladesh*”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 2401-2413.
- Nakao, C., Da Silva, Ennio (2005). “*Electricity generation: regulatory mechanisms to incentive renewable alternative energy sources in Brazil*”. *Energy Policy* 1745-1752
- Narvik. (2017) Determinación de ingresos por Potencia de suficiencia en los sistemas interconectados. Informe Final ID 610-9-LE7. diciembre 2017.
- Okumura Suzuki, P. (2015). “*El mercado mayorista de electricidad en el Perú*”. *Revista Themis* N° 68. Página 261 a 277. PUCP. Lima.
- Peterson, L., Ranganathan, P. (2018). “*Short-Term Forecast for Locational Marginal Pricing (LMP) Data Sets*”. Institute of Electrical and Electronics Engineers. IEEE International Conference on Electro/Information Technology (EIT) - Short-Term Forecast for Locational Marginal Pricing (LMP) Data Sets. Estados Unidos.
- Pikk, P. y Viiding, M. (2013). “*The dangers of marginal cost-based electricity pricing*”. *Baltic Journal of Economics*, 13:1, 49-62
- Pomatailla Galvez, Fernando. (2015). Mercado de Secundario de Gas Natural. Funcionamiento y Aspectos a Implementar para conseguir un mercado eficiente. *Revista Derecho & Sociedad* N° 45. Lima, pp. 177 184.
- Scarpa, R. y Ken, R. (2010) “*Willingness-to-pay for renewable energy: Primary and discretionary choice of British household for micro-generation technologies*”. *Energy Economics* 32 129-136.
- Scheweppe, F., Caramanis, M. Tabors, R., Bohn, R. “*Spot Pricing of Electricity*”. (1988). The Kluwer International Series in Engineering and Computer Science. Estados Unidos.
- Wohlgemuth, N. (2000), “*Renewable Energy and Energy Efficiency in Liberalized European Electricity Markets*”. *European Environment Eur. Env.* 10, 1-11.
- Wolfhart, Uwe. (2009). “*The expansion of electricity generation from renewable energies in Germany. A review based on the Renewable Energy Sources Act Progress Report 2007 and the new German feed-in legislation*”. *Energy Policy* 37 2536-2545.
- Wolak, F. (2007) “*Quantifying the supply-side benefits from forward contracting in wholesale electricity markets*”. *Journal of Applied Econometrics*. *J. Appl. Econ.* 22: 1179-1209.

## Documentos extraídos en internet

- Cambridge Economic Policy Associates Ltd - CEPA y Negocios Globales Inteligentes- NEGLI. (2016). “*Revisión del marco regulatorio del sector eléctrico peruano SBCC-10. PROSEMER-Osinergmin. Informe 4*”. [www.osinergmin.gob.pe](http://www.osinergmin.gob.pe) (3/3/2018)
- Catalão, J., Mariano, S., Mendes, V. y Ferreira, L. “*An Artificial Neural Network Approach for Day-Ahead Electricity Prices Forecasting*”. Department of Electromechanical Engineering University of Beira Interior, R. Fonte do Lameiro, Covilha. <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.539.5893&rep=rep1&type=pdf>. (15/03/2019)
- Centro de Energía de las Facultades de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile (2014). “*Análisis Económico del Despacho Eléctrico de Generadores de Contratos de Suministro de Combustible GNL Take or Pay. Informe Final*”. Santiago de Chile, Chile. [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/CNE-CE-Take-or-Pay-InformeFinal\\_vf.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/CNE-CE-Take-or-Pay-InformeFinal_vf.pdf). (25/03/2018).
- Comisión Nacional de Energía. (2016). “*Norma técnica para la programación y coordinación de la operación de unidades que utilicen GNL regasificado*”. Chile. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/NT-GNL.pdf>. (25/03/2018)
- Competition & Markets Authority (UK). (2016). “*Energy market investigation. Final report.*”. Reino Unido. <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5773de34e5274a0da3000113/final-report-energy-market-investigation.pdf>. (25/03/2018)
- Dammert, A., Gallardo, J. y García, R. (2005). “*Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano. Documento de Trabajo N° 5. Oficina de Estudios Económicos*”. [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios Economicos/Documentos de Trabajo/Documento de Trabajo\\_05.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_05.pdf). (02/01/2019)
- Fuentes, F. (2014) “*Análisis y Fundamentación del Modelo Marginalista de Precios Eléctricos en Chile.*” Chile. <http://fen.uahurtado.cl/wp-content/uploads/2010/07/I-303.pdf>. (02/01/2019).
- García, R. (2008). “*Propuesta de un mercado de Capacidad vía contratos de cobertura como mecanismo para mejorar el manejo de riesgos y la confiabilidad en el Suministro de electricidad. Tesis para alcanzar el grado de magister en Regulación de los Servicios Públicos. PUCP.*” [www.pucp.edu.pe](http://www.pucp.edu.pe) (02/01/2019)
- Grupo de Trabajo. Modelación de Restricciones para Modelamiento de GNL. (2016). Sesiones de trabajo. <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/grupo-de-trabajo-modelacion-de-restricciones-para-modelamiento-del-gnl/> (02/01/2019)
- Hederman, W., Reynolds, Jr. And R. (1990). “*Regulation. Workable Competition Substitutes for Cost-Based Review Natural Gas*” <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/GN.3410060609#accessDenialLayout>. (20/02/2018).

- Ministerio de Energía y Minas. (2017). “*Exposición de motivos del Decreto Supremo N° 043-2017-EM*”. <http://spij.minjus.gob.pe/Gráficos/Peru/2017/Diciembre/28/EXP-DS-043-2017-EM.pdf>. (01/02/2018)
- Moreno Rodrigo, Matus Marcelo, Flores Ángela y Püschel Sebastián. Análisis Económico del Despacho Eléctrico de Generadores con Contratos de Suministro de Combustible GNL Take or Pay. Centro de Energía. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Universidad de Chile. Diciembre 2014. [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/CNE-CE-Take or Pay-InformeFinal\\_vf.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/CNE-CE-Take or Pay-InformeFinal_vf.pdf) (01/07/2018)
- Moreno Rodrigo, Bassi Vincenzo, Toro Carlos, Püschel Sebastián, Martínez-Conde Francisco, Pereira Eduardo. Centro de Energía. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Universidad de Chile. Mejoramiento Continuo de los Procesos Vinculados a la Operación Económica y Segura del SING. Informe Final. Abril 2016. Santiago de Chile. [http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck\\_pag\\_web\\_pub.get\\_file?p\\_file=Estudio de Mejoramiento Continuo de la Operacion.pdf&p\\_tipo=A](http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_pag_web_pub.get_file?p_file=Estudio de Mejoramiento Continuo de la Operacion.pdf&p_tipo=A) (01/07/2018)
- Muñoz, F., Sonja,W., Oren, S.y Benjamin, H. (2017). “*Economic Inefficiencies of Cost-based Electricity Market Designs*”. [https://www.researchgate.net/profile/Francisco\\_Munoz32/publication/315702822\\_Economic\\_Inefficiencies\\_of\\_Cost-based\\_Electricity\\_Market\\_Designs/links/58dd362592851cd2d3d7f982/Economic-Inefficiencies-of-Cost-based-Electricity-Market-Designs.pdf?origin=publication\\_detail](https://www.researchgate.net/profile/Francisco_Munoz32/publication/315702822_Economic_Inefficiencies_of_Cost-based_Electricity_Market_Designs/links/58dd362592851cd2d3d7f982/Economic-Inefficiencies-of-Cost-based-Electricity-Market-Designs.pdf?origin=publication_detail). (02/01/2019).
- Panel de Expertos de Chile. (2011). “*Dictamen N° 3-2011. Discrepancia: Procedimiento DO “Costos de Combustibles de las Centrales Generadoras del SING”*”. [cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck\\_proc\\_dodp\\_pub\\_2.dl\\_dodp\\_item?p\\_pub=455](http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_proc_dodp_pub_2.dl_dodp_item?p_pub=455). (02/01/2019).
- Palma, R., Jimenez, G., y Alarcón,I.(2009) “*Las Energías renovables No Convencionales en el mercado eléctrico chileno*”. Proyecto de Energías renovables No Convencionales (CNE/GTZ). [http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/ernc\\_mercado\\_electrico\\_chileno\\_baja\\_resolucion.pdf](http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/ernc_mercado_electrico_chileno_baja_resolucion.pdf). (02/01/2019).
- Rivasplata, A.(2018). “*Dinámica de inversión y competencia en Generación eléctrica en un escenario de liberalización en el Perú (periodo 2012-2021): La importancia de los contratos de largo plazo*”. <http://files.pucp.edu.pe/departamento/economia/DDD457.pdf>. (02/01/2019)
- Santa María, F. (2001). “*Programación de la Generación de Corto Plazo en Sistemas Hidrotérmicos usando algoritmos genéticos*. Universidad Técnica. Departamento de Electricidad. Tesis presentada para la obtención del grado de Magíster en Ingeniería Eléctrica.” <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/paperspdf/Gil.pdf>. (25/07/2018).
- Vásquez, A., Tamayo, J., Vilches, C. y Chavez, E. (2016). “*Regulación del Sector Energía. Documento de Trabajo N° 40. Gerencia de Políticas y Análisis Económico*”. Gerencia de Políticas y Análisis Económicos.

[http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios Economicos/Documentos de Trabajo/Documento-Trabajo-40.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-40.pdf). (02/01/2019).

Velasquez., Rudnick, H. (2018) “*Taking Stock of Wholesale Power Markets in Developing Countries*”. A Literature Review. Public Disclosure Authorized.

<http://documents.worldbank.org/curated/en/992171531321846513/pdf/WPS8519.pdf>.

(28/03/2018)

Zhou, Y., Wang, L., McCalley, J. (2001). “*Designing effective and efficient incentive policies for renewable energy in generation expansion planning*”.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261910005428>. (14/12/2018)

### **Exposiciones**

Tapias, E., Alarcón, J.y Santamaría, F. “*Comparación de estrategias para despacho ideal de recursos energéticos incluyendo rampas de entrada-salida para plantas térmicas*”. IX Simposio Internacional sobre Calidad de Energía Eléctrica.

Espinoza Quiñonez, Luis. Potencia Firme. (2019). “*Conversatorio: Potencia firme y los mercados mayoristas de Generación ante el desarrollo de la Energía renovable*”. [www.cip.pe](http://www.cip.pe) (21/02/2019)

### **Materiales de enseñanza**

Universidad UTEC. “*Programa Internacional de Gestión de Petróleo y Gas*”. (2018). Lima-Perú.

Universidad UTEC. “*Programa Internacional en Gestión y Regulación de la Electricidad*”. (2016). Lima-Perú.

Instituto de Finanzas y Regulación. “*Diplomado de Mercado Mayorista de Electricidad*”. (2018). Lima-Perú.

### **Videos de internet**

Roques, F, Florence Shool of Regulation. (2018). “*Market design for electricity - Comparing the US and EU | Fabien Roques*”. <https://www.youtube.com/watch?v=uD8j1Mmc3Ws>. (07/07/2018)

Pototschinig, Alberto (2018). “*Electricity Markets: The Wholesale Markets | Alberto Pototschnig*”. <https://www.youtube.com/watch?v=2jQIPHBoF5o> (7/7/2018)

## **Normativa Peruana**

### **Decreto Ley**

- Ministerio de Energía y Minas: Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas. Ministerio de Energía y Minas

### **Decreto Supremo-Ministerio de Energía y Minas**

- a. Ministerio de Energía y Minas: DS N° 016-2000-EM: Fijan horas de regulación y probabilidad de excedencia mensual de centrales hidráulicas, horas punta del sistema eléctrico y margen de reserva a que se refiere el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas
- b. Ministerio de Energía y Minas: Decreto Supremo N° 043-2017-EM : Decreto Supremo que modifica el artículo 5 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM.
- c. Ministerio de Energía y Minas: DS N° 012-2011-EM: Aprueban nuevo Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables
- d. Ministerio de Energía y Minas: DS N° 046-2010-EM: Aprueban contenido mínimo de Estudio de Factibilidad aplicable a los derechos eléctricos previstos en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento
- e. Ministerio de Energía y Minas: DS N° 025-2014-EM: Prorrogan plazo establecido en la Segunda Disposición Transitoria del Reglamento del Mercado Secundario de Gas Natural, aprobado mediante D.S. N° 046-2010-EM
- f. Ministerio de Energía y Minas: DS N° 034-2001-EM: Modifican disposiciones relativas a centrales termoeléctricas que operan con gas natural y a la Capacidad contratada por Generadoras eléctricas a que se refiere el D.S. N° 040-99-EM
- g. Ministerio de Energía y Minas: DS N° 055-2002-EM: Sustituyen el Artículo 5 del D.S. N° 016-2000-EM
- h. Ministerio de Energía y Minas: DS N° 014-2006-EM: Modifican los artículos 5 y 6 del D.S. N° 016-2000-EM
- i. Ministerio de Energía y Minas: DS N° 019-2017-EM: Decreto Supremo que modifica el artículo 5 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM
- j. Ministerio de Energía y Minas: DS N° 039-2017-EM: Decreto Supremo que regula la aplicación del artículo 5.2 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM

### **Decreto Supremo-Presidencia del Consejo de Ministros**

- Presidencia del Consejo de Ministros: DS N° 059-1996-PCM: Texto Único Ordenado De Las Normas Con Rango De Ley Que Regulan La Entrega En Concesión Al Sector Privado De Las Obras Publicas De Infraestructura Y De Servicios Públicos